




# 电力工程设计手册



## · 电力系统规划设计 ·

中国电力工程顾问集团有限公司
中国能源建设集团规划设计有限公司 编著

Power Engineering Design Manual

中国电力出版社

# 电力工程设计手册

01 火力发电厂总图运输设计
02 火力发电厂热机通用部分设计
03 火力发电厂锅炉及辅助系统设计
04 火力发电厂汽轮机及辅助系统设计
05 火力发电厂烟气治理设计
06 燃气-蒸汽联合循环机组及附属系统设计
07 循环流化床锅炉附属系统设计
08 火力发电厂电气一次设计
09 火力发电厂电气二次设计
10 火力发电厂仪表与控制设计
11 火力发电厂结构设计
12 火力发电厂建筑设计
13 火力发电厂水工设计
14 火力发电厂运煤设计
15 火力发电厂除灰设计
16 火力发电厂化学设计
17 火力发电厂供暖通风与空气调节设计
18 火力发电厂消防设计
19 火力发电厂节能设计

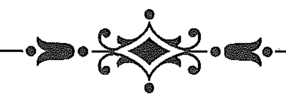
20 架空输电线路设计
21 电缆输电线路设计
22 换流站设计
23 变电站设计

24 电力系统规划设计
25 岩土工程勘察设计
26 工程测绘
27 工程水文气象
28 集中供热设计
29 技术经济
30 环境保护与水土保持
31 职业安全与职业卫生






# 电力工程设计手册



## 电力系统规划设计

中国电力工程顾问集团有限公司
中国能源建设集团规划设计有限公司 编著

中国电力出版社

## 内 容 提 要

本书是《电力工程设计手册》系列手册中的一个分册，系统介绍了电力系统规划设计的内容和方法，充分吸收了21世纪电力系统规划设计的先进理念和成熟技术，全面反映了近年来电力系统规划设计的新理论、新技术、新设备、新工艺，列出了大量可靠实用的规划设计基础资料、技术参数、技术方法、计算模型及其参数、图表曲线等。本书是电力系统规划设计工作的实用性工具书，可以满足电力系统规划设计各阶段的要求，也可满足发输变电项目设计各阶段对系统专业配合的需要。

全书分为电力系统一次部分和电力系统二次部分共两篇。电力系统一次部分主要内容包括电力负荷预测、电源规划、电力电量平衡、电网规划设计、无功补偿、电力系统元件数学模型和参数、潮流计算、稳定计算、短路电流计算、内部过电压计算、其他电力系统专题计算、经济比较与评价等；电力系统二次部分主要内容包括电力系统继电保护、电力系统安全稳定控制、电力系统调度自动化、电力市场技术支持系统、时钟同步系统、电力系统通信、数据网及安全防护、电网应急指挥、调度通信楼工艺设计等。

本书是电力系统规划设计人员必不可少的技术工具书，也可作为从事电力系统规划、计划、调度、运行、能源经济等工作的专业人员及高等院校相关专业师生的参考用书。

**图书在版编目（CIP）数据**

电力工程设计手册. 电力系统规划设计 / 中国电力工程顾问集团有限公司，中国能源建设集团规划设计有限公司编著. —北京：中国电力出版社，2019.6

ISBN 978-7-5198-2976-6

Ⅰ. ①电… Ⅱ. ①中… ②中… Ⅲ. ①电力系统规划－设计－手册 Ⅳ. ①TM7-62②TM715-62

中国版本图书馆CIP数据核字（2019）第042482号

---

出版发行：中国电力出版社
地　　址：北京市东城区北京站西街19号（邮政编码100005）
网　　址：http://www.cepp.sgcc.com.cn
印　　刷：北京盛通印刷股份有限公司
版　　次：2019年6月第一版
印　　次：2019年6月北京第一次印刷
开　　本：787毫米×1092毫米　16开本
印　　张：42.75
字　　数：1530千字
印　　数：0001—1500册
定　　价：270.00元

---

# 《电力工程设计手册》
## 编辑委员会



# 《电力工程设计手册》
## 秘 书 组

# 《电力系统规划设计》
## 编 写 组

**主　　编**　吴敬坤

**副 主 编**　朱玉林　樊　飞

**参编人员**　（按姓氏笔画排序）

王　昭　王　爽　王　颖　王建华　王绍德　王晓东
尤天晴　孔繁武　叶　红　叶幼君　史大军　丛树安
任树东　刘　浩　李　彬　李东野　李志国　杨　达
杨攀峰　肖景良　吴晓蓉　宋任峰　张　伟　张　项
张　嵩　张忠华　陈凌云　林廷卫　郑　勇　胡　杰
姜伟明　徐　洋　郭　佳　韩树奎　傅　光

# 《电力系统规划设计》
## 编辑出版人员

**编审人员**　薛　红　周秋慧　姜丽敏　杨元峰

**出版人员**　王建华　邹树群　黄　蓓　郝军燕　常燕昆　李　楠
李　娟　王红柳　左　铭　单　玲

# 序 言

改革开放以来，我国电力建设开启了新篇章，经过40年的快速发展，电网规模、发电装机容量和发电量均居世界首位，电力工业技术水平跻身世界先进行列，新技术、新方法、新工艺和新材料得到广泛应用，信息化水平显著提升。广大电力工程技术人员在多年的工程实践中，解决了许多关键性的技术难题，积累了大量成功的经验，电力工程设计能力有了质的飞跃。

电力工程设计是电力工程建设的龙头，在响应国家号召，传播节能、环保和可持续发展的电力工程设计理念，推广电力工程领域技术创新成果，促进电力行业结构优化和转型升级等方面，起到了积极的推动作用。为了培养优秀电力勘察设计人才，规范指导电力工程设计，进一步提高电力工程建设水平，助力电力工业又好又快发展，中国电力工程顾问集团有限公司、中国能源建设集团规划设计有限公司编撰了《电力工程设计手册》系列手册。这是一项光荣的事业，也是一项重大的文化工程，彰显了企业的社会责任和公益意识。

作为中国电力工程服务行业的“排头兵”和“国家队”，中国电力工程顾问集团有限公司、中国能源建设集团规划设计有限公司在电力勘察设计技术上处于国际先进和国内领先地位，尤其在百万千瓦级超超临界燃煤机组、核电常规岛、洁净煤发电、空冷机组、特高压交直流输变电、新能源发电等领域的勘察设计方面具有技术领先优势；另外还在中国电力勘察设计行业的科研、标准化工作中发挥着主导作用，承担着电力新技术的研究、推广和国外先进技术的引进、消化和创新等工作。编撰《电力工程设计手册》，不仅系统总结了电力工程设计经验，而且能促进工程设计经

验向生产力的有效转化，意义重大。

这套设计手册获得了国家出版基金资助，是一套全面反映我国电力工程设计领域自有知识产权和重大创新成果的出版物，代表了我国电力勘察设计行业的水平和发展方向，希望这套设计手册能为我国电力工业的发展作出贡献，成为电力行业从业人员的良师益友。

汪建平

2019年1月18日

# 总前言

电力工业是国民经济和社会发展的基础产业和公用事业。电力工程勘察设计是带动电力工业发展的龙头，是电力工程项目建设不可或缺的重要环节，是科学技术转化为生产力的纽带。新中国成立以来，尤其是改革开放以来，我国电力工业发展迅速，电网规模、发电装机容量和发电量已跃居世界首位，电力工程勘察设计能力和水平跻身世界先进行列。

随着科学技术的发展，电力工程勘察设计的理念、技术和手段有了全面的变化和进步，信息化和现代化水平显著提升，极大地提高了工程设计中处理复杂问题的效率和能力，特别是在特高压交直流输变电工程设计、超超临界机组设计、洁净煤发电设计等领域取得了一系列创新成果。“创新、协调、绿色、开放、共享”的发展理念和全面建成小康社会的奋斗目标，对电力工程勘察设计工作提出了新要求。作为电力建设的龙头，电力工程勘察设计应积极践行创新和可持续发展理念，更加关注生态和环境保护问题，更加注重电力工程全寿命周期的综合效益。

作为电力工程服务行业的“排头兵”和“国家队”，中国电力工程顾问集团有限公司、中国能源建设集团规划设计有限公司（以下统称“编著单位”）是我国特高压输变电工程勘察设计的主要承担者，完成了包括世界第一个商业运行的 1000kV 特高压交流输变电工程、世界第一个±800kV 特高压直流输电工程在内的输变电工程勘察设计工作；是我国百万千瓦级超超临界燃煤机组工程建设的主力军，完成了我国 70%以上的百万千瓦级超超临界燃煤机组的勘察设计工作，创造了多项“国内第一”，包括第一台百万千瓦级超超临界燃煤机组、第一台百万千瓦级超超临界空冷

燃煤机组、第一台百万千瓦级超超临界二次再热燃煤机组等。

在电力工业发展过程中，电力工程勘察设计工作者攻克了许多关键技术难题，形成了一整套先进设计理念，积累了大量的成熟设计经验，取得了一系列丰硕的设计成果。编撰《电力工程设计手册》系列手册旨在通过全面总结、充实和完善，引导电力工程勘察设计工作规范、健康发展，推动电力工程勘察设计行业技术水平提升，助力电力工程勘察设计从业人员提高业务水平和设计能力，以适应新时期我国电力工业发展的需要。

2014 年 12 月，编著单位正式启动了《电力工程设计手册》系列手册的编撰工作。《电力工程设计手册》的编撰是一项光荣的事业，也是一项艰巨和富有挑战性的任务。为此，编著单位和中国电力出版社抽调专人成立了编辑委员会和秘书组，投入专项资金，为系列手册编撰工作的顺利开展提供强有力的保障。在手册编辑委员会的统一组织和领导下，700 多位电力勘察设计行业的专家学者和技术骨干，以高度的责任心和历史使命感，坚持充分讨论、深入研究、博采众长、集思广益、达成共识的原则，以内容完整实用、资料翔实准确、体例规范合理、表达简明扼要、使用方便快捷、经得起实践检验为目标，参阅大量的国内外资料，归纳和总结了勘察设计经验，经过几年的反复斟酌和锤炼，终于编撰完成《电力工程设计手册》。

《电力工程设计手册》依托大型电力工程设计实践，以国家和行业设计标准、规程规范为准绳，反映了我国在特高压交直流输变电、百万千瓦级超超临界燃煤机组、洁净煤发电、空冷机组等领域的最新设计技术和科研成果。手册分为火力发电工程、输变电工程和通用三类，共 31 个分册，3000 多万字。其中，火力发电工程类包括 19 个分册，内容分别涉及火力发电厂总图运输、热机通用部分、锅炉及辅助系统、汽轮机及辅助系统、燃气-蒸汽联合循环机组及附属系统、循环流化床锅炉附属系统、电气一次、电气二次、仪表与控制、结构、建筑、运煤、除灰、水工、化学、供暖通风与空气调节、消防、节能、烟气治理等领域；输变电工程类包括 4 个分册，内容分别涉及架空输电线路、电缆输电线路、换流站、变电站等领域；通用类包括 8 个分册，内容分别涉及电力系统规划、岩土工程勘察、工程测绘、工程水文气象、集中供热、技术经济、环境保护与水土保持、职业安全与职业卫生等领域。目前新能源发电蓬勃发展，编著单位将适时总结相关勘察设计经验，编撰有关新能源发电

方面的系列设计手册。

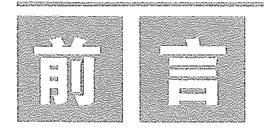
《电力工程设计手册》全面总结了现代电力工程设计的理论和实践成果，系统介绍了近年来电力工程设计的新理念、新技术、新材料、新方法，充分反映了当前国内外电力工程设计领域的重要科研成果，汇集了相关的基础理论、专业知识、常用算法和设计方法。全套书注重科学性、体现时代性、强调针对性、突出实用性，可供从事电力工程投资、建设、设计、制造、施工、监理、调试、运行、科研等工作的人员使用，也可供电力和能源相关教学及管理工作者参考。

《电力工程设计手册》的编撰和出版，凝聚了电力工程设计工作者的集体智慧，展现了当今我国电力勘察设计行业的先进设计理念和深厚技术底蕴。《电力工程设计手册》是我国第一部全面反映电力工程勘察设计成果的系列手册，且内容浩繁，编撰复杂，其中难免存在疏漏与不足之处，诚恳希望广大读者和专家批评指正，以期再版时修订完善。

在此，向所有关心、支持、参与编撰的领导、专家、学者、编辑出版人员表示衷心的感谢！

《电力工程设计手册》编辑委员会

2019年1月10日



# 前言

《电力系统规划设计》是《电力工程设计手册》系列手册之一。

本书是在总结新中国成立以来，特别是2000年以后电力系统规划设计、建设、生产运行管理经验的基础上，充分吸收了21世纪电力系统规划设计、建设和运行管理的先进理念、优秀研究成果、成熟技术和成功经验，系统地介绍了电力系统规划设计的内容和方法，全面反映了近年来电力系统规划设计的新理论、新技术、新设备、新工艺，列出了大量可靠实用的规划设计基础资料、技术参数、技术方法和图表曲线，并在相关章节中简要介绍了设计案例，对提高电力系统规划设计水平和质量，实现电力系统规划设计的科学、合理、规范及开拓创新将起到指导作用。

本书既有理论基础，又有经验总结，以实用性为主，遵循国家法规和贯彻国家相关政策，按照现行相关导则、规程、规范和内容深度规定等技术标准要求，结合电力系统规划设计的特点，分为电力系统一次部分和电力系统二次部分两篇，以电压等级为220kV及以上的电力系统为主，兼顾220kV以下的电力系统，分别论述了电力系统规划设计的原则、内容、方法、计算模型及其参数、设备选型及其配置和布置等内容。电力系统一次部分主要内容包括电力负荷预测、电源规划、电力电量平衡、电网规划设计、无功补偿、电力系统元件数学模型和参数、潮流计算、稳定计算、短路电流计算、内部过电压计算、其他电力系统专题计算、经济比较与评价等；电力系统二次部分主要内容包括电力系统继电保护、电力系统安全稳定控制、电力系统调度自动化、电力市场技术支持系统、时钟同步系统、电力系统通信、数据网及安全防护、电网应急指挥、调度通信楼工艺设计等。

本书主编单位为中国电力工程顾问集团东北电力设计院有限公司，参加编写的单位有中国电力工程顾问集团华东电力设计院有限公司、中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司、中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司、中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司、中国电力工程顾问集团华北电力设计院

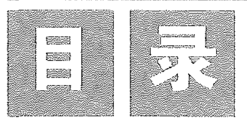
有限公司。本书由吴敬坤担任主编，朱玉林和樊飞担任副主编，主编及副主编负责总体框架设计、校稿、整理参考文献等；吴敬坤编写前言、第一章、第十四章、主要量的符号及其计量单位；胡杰编写第二章、附录 A、附录 B；王爽编写第三章、附录 C；杨攀峰、王昭、李志国、叶幼君、史大军编写第四章；李彬、郑勇编写第五章；樊飞、李志国、郭佳、肖景良、宋任峰、林廷卫、陈凌云、杨攀峰、王昭、叶幼君、史大军编写第六章；林廷卫、陈凌云编写第七章；李东野、林廷卫、陈凌云、杨攀峰、王昭、王绍德、任树东编写第八章；肖景良、宋任峰编写第九章；郭佳编写第十章；叶幼君、史大军编写第十一章；樊飞、傅光编写第十二章；王绍德、任树东、李东野编写第十三章；朱玉林编写第十五章；王建华、孔繁武、王颖、张忠华编写第十六章；吴晓蓉、张忠华编写第十七章；姜伟明、丛树安、叶红、杨达、徐洋、张伟、张嵩编写第十八章；杨达编写第十九章；王晓东、张嵩编写第二十章；尤天晴、张项、刘洁、王晓东、韩树奎编写第二十一章；刘洁、张嵩编写第二十二章；徐洋、张伟编写第二十三章；张伟、徐洋、尤天晴、王晓东编写第二十四章。

本书是电力系统规划设计系统一次专业和系统二次专业人员的技术工具书，可以满足电力系统规划设计各阶段要求，也可满足发输变电项目设计各阶段对系统专业配合的需要。本书也可作为从事电力系统规划、计划、调度、运行、能源经济等工作的专业人员及高等院校相关专业师生的参考书。

在本书的编写过程中，参考了《电力系统设计手册》（1998 年中国电力出版社出版）的数据和资料，在此谨向《电力系统设计手册》的编写人员纪雯、李研文、陈淑真、孔庆东、谭永才、何善瑾、钱如瑛、严朗威、马昆辰、范本鑫、罗时年、赵章泰、肖文涛、朱云生致以由衷的感谢。

《电力系统规划设计》编写组

2019 年 1 月



# 第二篇　电力系统二次部分

# 第　一　篇

# 电力系统一次部分

# 第一章

# 一次部分综述

## 第一节 电力系统的概念及构成

### 一、电力系统的概念

电力系统是由发电、输电、变电、配电、用电设施组成的进行电能生产、传输、分配、消费的一次部分与由保证一次部分正常运行所需的继电保护和安全自动装置、计量装置、调度自动化、电力通信等设施组成的二次部分构成的统一整体。

电网（又称电力网）是电力系统中输送、变换和分配电能的部分，主要由变电站和线路组成，可分为输电网和配电网。

传统电力系统概念结构示意如图 1-1 所示，发电厂将各类其他形式的能量转换为电能，然后经过输电网和配电网输送和分配至电力用户的用电设备，从而完成电能从生产到使用的整个过程。电力系统的根本任务是向用户提供可靠、清洁和经济的电能。

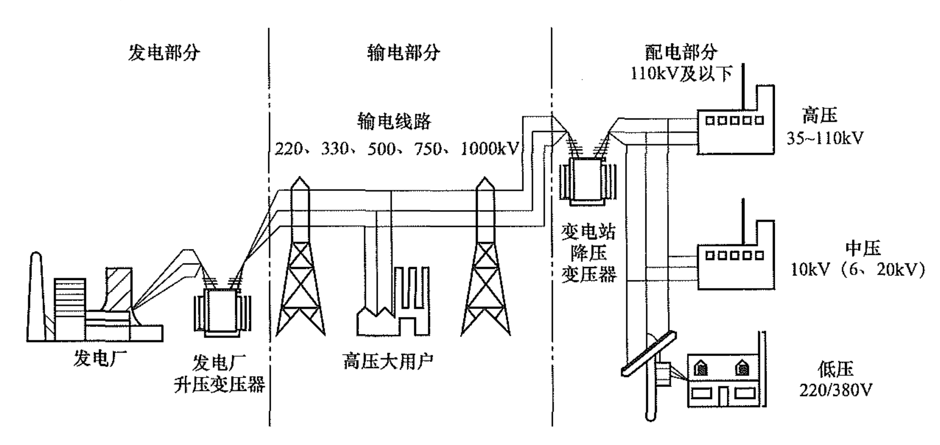



图 1-1 传统电力系统概念结构示意图

电力系统的特点主要包括：

（1）电力系统是关系国计民生的重要基础设施，在经济社会各个方面起着重要的作用，电能的利用水平是国家发展程度的一个重要标志。

（2）电能一般不能大规模储存，发输配用瞬间完成，电能生产与消费需随时保持动态平衡，发电容量和设备都需要一定的备用，以保证提供充足、可靠的电能。

（3）电力系统通过电磁耦合和连接按电压形成分层结构，在电力系统任一点发生故障，瞬间对系统的影响和波及面很广，有可能造成重大灾难，因此为保证系统安全性，要求在电力系统各个环节和不同层次具有相应的信息与控制系统，对电能的生产、传输、使用的过程快速进行测量、调节、控制、保护和协调调度。

（4）电能供应系统与用户（负荷）处于相互影响、相互制约的关系之中，电能供应系统要适应用户对电能需求的随机变化，确保提供合格的电能质量。负荷的特性和随机变化会影响和冲击电能供应系统，但负荷的科学管理和响应又能为电网提供辅助服务，改善电力系统运行性能。

电力系统的优越性体现在：

（1）有利于更大范围的优化配置资源，科学开发利用水能、化石能源、核能、风能和太阳能等能源，合理解决能源资源与负荷分布在地域间的不平衡问题。

（2）利用不同供电地区的时差、季节差、用电消费习惯差别和负荷特性差别等条件，错开负荷高峰，可减少全系统总的负荷峰值和总的装机容量及备用容量。

（3）有利于采用大容量和标准化的发电机组和电力设备，可以节省建设投资和运行费用，提高投资效益和运行经济性。

（4）便于在电力系统发生故障时，各地区各类电源互为备用，相互支援，提高系统抗扰动能力和运行的安全性。

（5）便于统筹协调管理，利用水电、火电、核电、风电、太阳能发电等之间的互补调节，可优化电力调度运行，提高电力系统效率。

## 二、电力系统的构成

电力系统主体构成如图 1-2 所示。

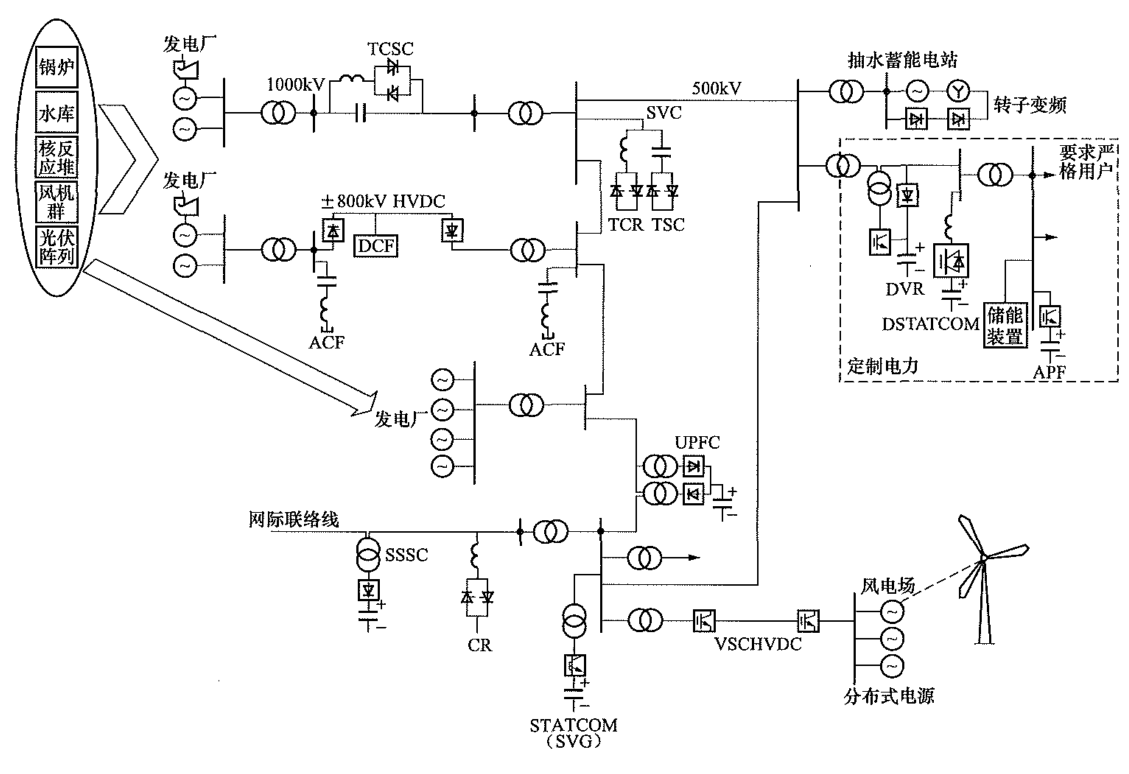



图 1-2　电力系统主体构成示意图

APF—有源滤波器（active power filter）；DCF—直流滤波器（DC filter）；TCSC—晶闸管可控串联补偿器（thyristor controlled series compensator）；SVC—静止无功补偿器（static var compensator）；TSC—晶闸管投切电容器（thyristor switched capacitor）；TCR—晶闸管可控电抗器（thyristor controlled reactor）；HVDC—高压直流输电（high voltage direct current）；ACF—交流滤波器（AC filter）；UPFC—统一潮流控制器（unified power flow controller）；CR—可控电抗器（controlled reactor）；VSCHVDC—电压源直流输电（voltage source converter HVDC）；STATCOM—静止同步补偿器（static synchronous compensation）；DVR—电压恢复器（dynamic voltage regulator）；SSSC—静止同步串联补偿器（static synchronous series compensator）；DSTATCOM—配电用静止同步补偿器（distribution STATCOM）

现代电厂主要利用燃料（煤、石油、天然气、生物质燃料等）的化学能、水的势能、核能、风能、太阳能、地热能等能量形式，相应地建设火电厂、水电站、核电厂、风电场、太阳能光伏（热）电站、生物质电厂和地热电站等。集中式大型发电厂根据其容量规模接入不同电压等级的电网，小型分布式电源就地接入配电网或直接给负荷供电。

根据电力系统中装机容量和用电负荷大小，以及电源和负荷的相对位置，电网将按电压等级分层，按负荷地域分区。不同容量的发电厂和电力用户应分别接入不同电压等级的电网，较大容量的应接入较高电压的电网，较小容量的可接入较低电压的电网。根据电流的特征，电网的输电方式还分为交流输电和直流输电。

输电网是从电源向用电地区输送电能的电网，主要是将发电厂所发出的电能经过变压器升高电压，并通过输电线输送到各变电站。同时，输电线还有联络相邻电力系统和联系相邻枢纽变电站的作用。我国输电网电压等级包括 220kV 高压交流和 330、500kV 及 750kV 超高压交流、1000kV 特高压交流、±800kV 以下的高压直流和±800kV 及以上的特高压直流。

配电网是从电源侧（输电网、发电设施、分布式电源等）接受电能，并通过配电设施就地或逐级分配给各类用户的电网。其中，35～110kV 电网为高压配电网，10（6、20）kV 电网为中压配电网，220/380V 电网为低压配电网。随着分布式发电接入配电网，出现了由分布式电源、储能设施、能量转换装置、相关负荷、监控及保护装置汇集而成的微电网和主动配电网等新型配电网结构。随着直流负荷的增加，直流配电网也将是一种合理的选择。

负荷是使用和消耗电能的设备，它将电能转化成机械能、热能、光能和化学能等。配电网负荷主要有动力负荷（电动机）、电热负荷、照明负荷等。大容量负荷一般接入 3～10kV 配电网，小容量负荷接入 220/380V 配电网。配电系统一般是三相的，单相负荷要均衡接入三相之中。

## 第二节 电力系统规划设计的意义和作用

### 一、电力系统规划设计的意义

电力工业是国民经济的基础产业，是关系国计民生的公用事业，电力系统的建设与发展事关经济社会发展全局和国家安全战略。电力工业又属于资金和技术密集型产业，行业关联度高，并具有建设周期长，电能产供销同时完成，电力传输具有网络性，以及受建设条件、资源、环境制约大等特点，电力工业发展必须纳入国民经济和社会发展规划，电力供求关系必须保持大体平衡，电力一旦短缺对国民经济和社会将带来巨大影响，其调控具有很大的“滞后性”，电力过剩也会造成社会资金的巨大积压和资源的浪费，电力系统一旦发生严重事故会造成生产力的严重破坏甚至给社会造成灾难。电力工业在国民经济和社会发展中的地位和作用及其本质特征客观上要求电力发展必须要长期规划、科学决策、合理布局、安全可靠、平稳发展、适度超前。

电力系统规划与设计是电力系统不可分割的两部分工作，设计是规划的继续与深化。电力系统规划设计是电力工程前期工作的重要组成部分，它是关于单项本体工程设计的总体规划，是具体建设项目实施的方针和原则，是一项具有战略意义的工作。电力系统规划设计工作应在国家能源和产业政策指导下，在国民经济综合平衡的基础上进行，首先应该进行长期电力规划，经审议后在此基础上从电力系统整体出发，进一步研究并提出电力系统具体的发展方案及电源和电网建设的主要技术原则。

电力工业的发展速度及其经济合理性不仅关系到电力工业本身能源利用和投资使用的经济和社会效益，同时也将对国民经济其他行业的发展产生巨大的影响。正确、合理的电力系统规划设计实施后可以最大限度地节约国家基建投资，促进国民经济其他行业的健康发展，提高其他行业的经济和社会效益，因而其重要性是不可低估的。

### 二、电力系统规划设计的作用

电力系统规划设计是指导电力工业发展的纲领性文件，是能源规划的重要组成部分，应纳入国民经济和社会发展规划。电力系统规划设计应根据规划地区国民经济和社会发展规划的需要，依据电力负荷增长需求，在动力资源合理开发条件下，提出电力可持续发展的基本原则和方向，正确处理近期及远景需要，从技术、经济和环境保护各方面全面论证，提出电力系统在规划期内分阶段发展方案，其作用是使发电、输电、变电、配电各环节设备配套建设，协调发展，以最少的电力投资和运行成本为国民经济和社会发展提供安全可靠、经济合理、清洁环保、灵活高效的电能。

## 第三节 电力系统规划设计的主要任务

### 一、按规划时段划分

按时段划分，电力系统规划年限一般分为五年期、中期和长期，分别简称为五年规划、中期规划和长期规划，电力系统规划设计宜与国民经济和社会发展规划同步。中期电力发展规划时间一般为 5～15 年，长期电力发展规划时间一般为 15～30 年或更长时期。根据需要有时开展电力系统设计（简称系统设计），一般取距今 5 年左右的某一年，或以 5～10 年为设计期间，设计水平年的选取宜与国民经济和社会发展规划年份相一致。

长期规划应以五年规划和中期规划为基础，主要研究电力发展规划的战略问题；中期规划应以五年规划为基础，在长期规划的指导下编制，是长期规划战略性问题的深化，同时对长期规划进行补充和修订；五年规划应以现状为基础，在中期、长期规划的指导下编制，是中期规划的深化及具体体现，同时对中期、长期规划进行补充修订。

五年规划主要任务是在规划地区的国民经济和社会发展五年规划和能源发展总体规划框架下，研究国民经济和社会发展五年规划及经济结构调整方案对电力工业发展的要求，统筹衔接水电、煤电、气电、核电、新能源发电及输配电网等规划，找出电力工业与国民经济发展中不相适应的主要问题，按照中期规划所推荐的规划方案，深入研究电力需求水平及负荷特性、电力电量平衡、对环境及社会影响等，提出五年内电源、电网结构调整和建设原则，需调整和建设的项目、进度及顺序，进行投融资、设备、燃料及运输平衡，测算电价、环境指标等，开展相应的二次系统规划工作。五年规划是编制项目可行性研究报告、项目立项的依据，是电力发展规划工作的重点。

中期规划主要任务是根据规划地区的国民经济和

社会发展目标、电力需求水平及负荷特性、电力流向、发电能源资源开发条件、节能分析、环境及社会影响等，研究规划期内的电力系统发展和建设方案，提出规划水平年电源和电网布局、结构和建设项目，宜对建设资金、电价水平、设备、燃料及运输等进行测算和分析。中期规划是电力项目开展初步可行性研究工作的依据。

长期规划主要任务是根据规划地区的国民经济和社会发展长期规划、经济布局和能源资源开发与分布情况，开展战略性的电力规划研究，宏观分析电力市场需求，进行煤、水、电、运和环境等综合分析，提出电力可持续发展的基本原则和方向、电源的总体规模、基本布局、基本结构、电网主网架、能源构成等，宜提出更高一级电压的选择意见、电力技术政策、电气设备制造能力开发要求，以及电力科学技术发展方向等。

### 二、按地区划分

按地区划分，电力系统规划设计一般分为全国、区域、省级或地区，其中，全国电力规划（含区域电力规划）和省级电力规划是两级重要的规划。

电力系统规划设计应坚持统一规划、分级管理的原则。全国电力规划由国家能源局负责编制。省级电力规划由省级能源主管部门负责编制。全国电力规划指导省级电力规划，省级电力规划服从全国电力和能源规划及省级能源发展规划，全国电力规划和省级电力规划应做到上下衔接，协调统一。电力企业应按照审定发布的电力规划，制定企业发展规划，积极开展规划项目前期工作，有序推进项目建设，保障规划顺利落实。

省级电力系统规划应以本省国民经济和社会发展为基础，以全国电力和能源规划及省级能源发展规划为依据，以动力资源和其他经济资源为条件，在考虑区域电网或区域经济（包括周边国家）资源优化配置的基础上，做好本省的资源优化配置方案，提出本省的电力系统规划设计方案及与周边电网联网方案。其中，省级五年规划应重点明确所属地区的大中型水电（含抽水蓄能）、煤电、气电、核电等项目建设安排（含投产与开工），进一步明确新能源发电的建设规模和布局，提出 110（66）kV 及以上电网项目建设安排（含投产和开工）和 35kV 及以下电网建设规模。

全国（含区域）电力系统规划应根据国家国民经济和社会发展规划、能源发展规划和相关产业政策，充分考虑我国能源资源分布及经济发展的特点，从全国（含区域）范围优化电源布局、电力结构和系统调节能力，统筹各类电源建设、电源基地开发、外送通道建设和消纳市场，优化电网主网架和省间联络线，提高电力系统效率，降低全社会综合用电成本，构建规模合理、分层分区、安全可靠的电力系统，以及清洁低碳、安全高效的现代电力工业体系。其中，全国五年规划应重点提出规划期内大型水电（含抽水蓄能）、核电规模及项目建设安排（含投产与开工），风电、光伏（光热）等新能源发电建设规模，煤电基地开发规模，跨省跨区电网项目建设安排（含投产与开工），省内 500kV 及以上电网项目建设安排（含投产与开工），以及省内自用煤电、气电规模。

### 三、按具体工作内容划分

按具体工作内容划分，电力系统规划设计可分为电力发展规划（含系统设计）、电源规划、电网规划、大型电厂或电源基地输电系统规划设计、电厂接入系统设计、输变电工程接入系统设计、系统专题设计（研究）等，根据规划任务的要求，可进行单项或多项规划工作。

其中，系统设计是提出设计水平年内本系统整体发展方案的文件，它应以国家或省（市）有关部门评审通过的电力规划和批准建设或已通过评估项目的文件为依据，以相关电力系统技术导则为依据，从系统整体效益出发，设计经济合理、安全可靠的网架结构，提出电源、电网协调的建设方案和发、输、变电建设项目安排及其主要技术规范和参数，为发输变电工程前期研究、工程初步设计、系统专题设计（研究）及下一轮电力规划提供依据，并为系统继电保护、安全稳定控制自动装置、调度自动化和通信设计创造条件。

其中，系统专题设计（研究）是指为解决规划设计年限内系统中出现的专门技术问题而开展的研究，其内容主要有：系统高一级电压等级论证；交流、直流输电方式选择；电力系统互联规划研究；电源开发方案优化论证；系统接纳可再生能源能力研究；输煤、输电方案比较；抽水蓄能电站建设必要性研究；次同步振荡（subsynchronous oscillation，SSO）、超同步振荡和次同步谐振（subsynchronous resonance，SSR）研究；交、直流系统并列运行系统稳定研究；多直流落点稳定研究；受端系统合理受电比例研究；电磁暂态研究；电能质量研究；大型主网直供用户供电工程专题设计等。

## 第四节 电力系统规划设计的主要原则

### 一、符合国民经济和社会发展规划需求

电力系统规划设计应符合国家和省级国民经济和

社会发展规划，满足经济社会发展对电力的需求，确保与经济社会协调发展并适度超前。要牢固树立和贯彻落实创新、协调、绿色、开放、共享发展理念；要坚持市场在资源配置中的决定性作用，做好电力需求分析预测；电源、电网要统一规划，合理布局，促进电源、电网协调发展，实现更大范围内的资源优化配置；注重电力结构调整，提高电力工业的总体质量和效益；坚持开发与节约并重，把节能放在首位；高度重视环保，实现电力工业可持续发展。依靠科技进步，积极采用新技术，促进产业升级。

### 二、遵循国家法规和贯彻国家相关政策

电力系统规划设计应遵循《中华人民共和国电力法》等相关法律法规，贯彻落实国家能源发展战略、相关产业政策、环保政策等各项方针政策。牢固树立和贯彻落实创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，落实“推动消费、供给、技术、体制革命，全方位加强国际合作”能源发展战略，以及“节约、清洁、安全”的能源发展方针，构建清洁低碳、安全高效的现代电力工业体系。

### 三、满足电力行业相关技术标准要求

电力系统规划设计需满足电力行业相关导则、规程、规范和内容深度规定等技术标准要求，其中，满足可靠性、灵活性和经济性是对电力系统规划设计的基本要求。

1. 电力系统的可靠性

电力系统的可靠性是指电力系统不间断地供给用户合乎质量标准和所需电能的能力，通常包括充裕性和安全性两个方面。

（1）充裕性是指电力系统在稳态条件下，系统元件的负荷不超出其额定值，母线电压和系统频率维持在允许范围内，考虑系统元件计划停运和合理预期的非计划停运的情况下，供给用户全部所需电能的能力。

（2）安全性是指电力系统在运行中承受故障扰动（如短路故障或系统中元件意外退出运行等）的能力，可通过以下两个特性表征：

1）电力系统能承受住故障扰动引起的暂态过程，并过渡到一个可接受的运行工况。

2）在新的运行工况下，各种约束条件得到满足。

2. 电力系统的灵活性

电力系统的灵活性是指电力系统能适应近期、远期的发展，便于过渡。由于在规划设计阶段会遇到很多不确定的因素，从规划设计到项目建成投产，系统中的负荷、电源、网架结构等情况可能会发生变化，设计系统应在变化不大的情况下仍然满足应有的技术经济指标和规划设计目标的实现。另外，在规划设计阶段也要兼顾生产调度对运行灵活性的要求。

3. 电力系统的经济性

电力系统的经济性是指全社会综合用电成本最小。影响经济性的因素主要包括投资、运行费和停电损失费。因此，在电力系统规划设计中要采用科学的方法对电源、电网建设项目进行优化，在满足可靠性和灵活性的前提下，尽可能降低电源、电网建设成本和运行成本，从而使整个电力系统达到建设和运行成本最小化，最终实现全社会综合用电成本最小的目标。

上述三项基本要求往往受到许多客观条件（如资源、资金、技术及装备等）的限制，在某些情况下，三者之间相互制约并会发生矛盾，因此必须研究它们之间综合最优的问题。

### 四、实行动态管理

五年规划发布两三年后，国家能源局和省级能源主管部门可根据经济发展情况和规划实施情况对五年规划进行滚动调整。如遇重大变化或应电力企业申请，也可由规划编制部门按程序对规划具体项目进行调整。开展电力规划滚动的，应在电力规划执行第二年组织开展专题研究工作，第三年编制滚动调整规划；开展电力规划调整的，应委托规划研究机构开展专题研究，经专门机构评估论证后，按程序将新增电力项目纳入规划或将相关项目调出规划。全国电力规划滚动调整由国家能源局组织；省级电力规划滚动调整由省级能源主管部门负责，并与全国规划衔接调整。

中期规划应每三年修订一次，长期规划应每五年修订一次，有重大变化应及时修改、调整。

## 第五节　电力系统规划设计工作程序和方法

### 一、电力系统规划设计工作程序

电力系统规划设计工作程序示意如图 1-3 所示，由图可知，国民经济和社会发展规划是能源发展规划的基础，能源发展规划是电力发展规划的基础。电力系统规划设计是电力建设前期工作的重要组成部分，其贯穿于发电工程初步可行性研究、发电工程可行性研究和输变电工程可行性研究始终，在发电工程或输变电工程可行性研究阶段，一般同步开展电厂接入系统设计或输变电工程接入系统设计及有关系统专题设计（研究）。

电力规划编制中，应通过联席会议、调研走访、专题讨论等机制和方式，加强电力规划与土地利用、城乡建设、环境保护、水资源利用等相关规划的协调，加强电力规划与交通运输、设备制造、供气供热、城市管网等上下游行业规划的协调，加强规划环境影响评价成果与规划草案完善的互动反馈。

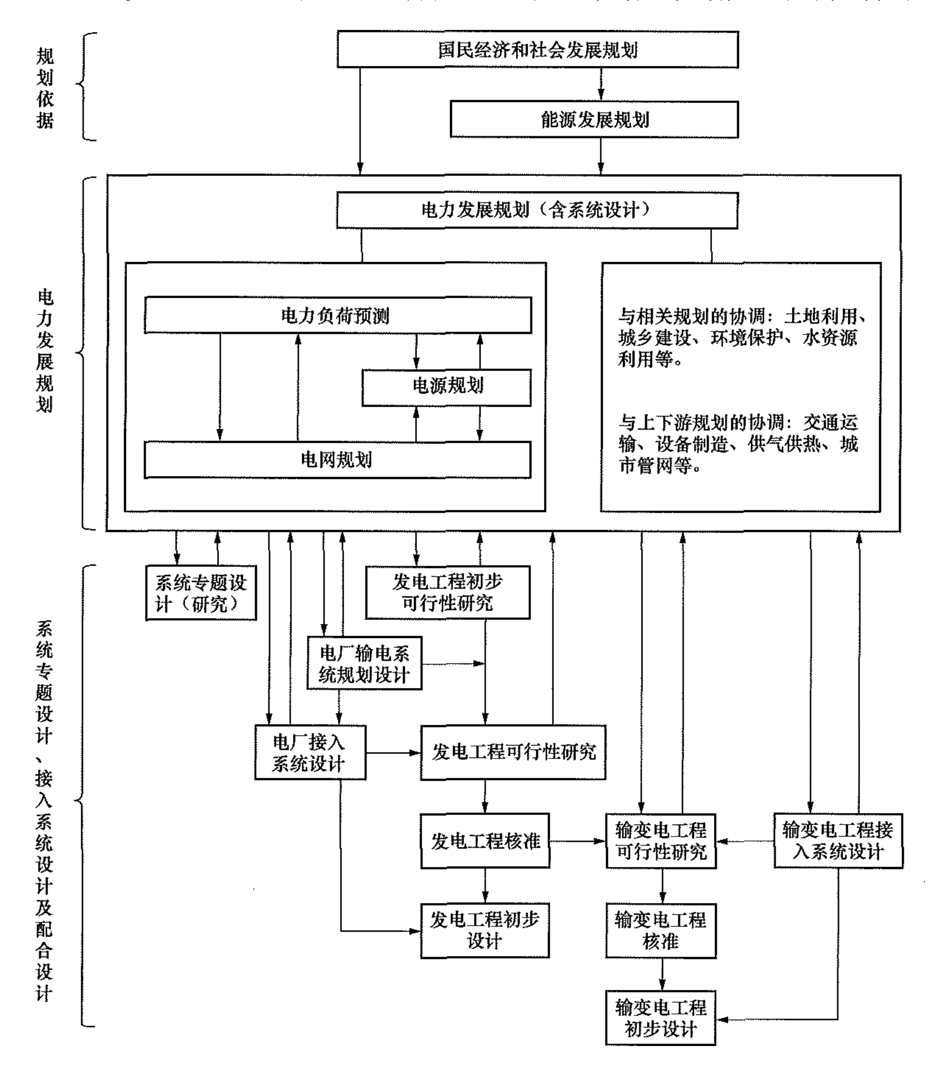



图 1-3　电力系统规划设计工作程序示意图

## 二、电力系统规划设计工作方法

电力系统规划设计分为规划与设计两方面工作：规划工作主要研究电力系统发展的全局性问题，因此在方法上着重于综合分析，结论则主要体现宏观指导作用；设计工作是在电网发展的重大原则已经明确的前提条件下，研究设计年度内各建设项目在建设进度、规模及设计技术原则上的协调和统一。从研究方法上看电力系统规划设计虽可借助成熟的电力系统计算分析理论和软件，但仍然必须以综合分析的方法贯穿始终。

（一）电力系统规划设计的基本方法

1. 基本条件分析

电力工业发展的基本条件有电力负荷需求、动力资源开发及运输条件许可、发输变电设备的制造及供应条件三点。

电力负荷的增长直接反映了国民经济发展和社会生活的用电需求，因此，预测规划年份的用电需求就是预测国民经济和社会生活未来的发展状况。对电力负荷发展预测的准确性取决于对国民经济各行各业和社会生活发展预测的准确性。确定了规划期内的负荷需求量后，也就确定了电力工业的发展速度，因此，电力负荷发展情况是编制电力系统规划设计最重要的基础条件。同时，负荷特性及其分析对确定电力系统的运行方式、电网结构、电源调峰、系统调压特性等都具有重要意义。

动力资源主要包括煤炭、水力、石油、天然气、核能及新能源等。动力资源的蕴藏量、构成、分布及开发利用条件实际上决定了一个国家的能源政策及电源开发方针，在宏观上也就决定了一个国家电力工业的发展方向。

设备供应条件包括本国发输变电成套设备的制造水平和能力，以及进口国外设备的可能性等，电力工业的发展速度和规模在一定程度上受到设备供应条件

的限制。

2. 基本功能分析

即分析电网的各部分及某些大电源及主网架的作用。对基本功能的分析要分层次进行，首先是分析全网供电范围、电源建设地点、电源的作用、分区电网之间的送受电关系等，其次分析主力电源的合理送电范围、电力流向及相应的网架，再次是分析地区电网的情况。分析时要注意：随着系统的发展，电网各部分无论是电源、电网还是输电线的功能都是变化的。如区域性的主力电厂随着地区负荷的发展逐渐变为地区性电厂，主网架随着回路数的增加、中间变电站的不断接入及更高一级电压的出现逐渐变为地区电网等。

3. 基本形态分析

即分析发电厂与变电站之间的连接方式，也就是电网结构。最基本的电网结构有辐射式、链式和环式三种，一般情况电网结构是由上述两种或三种基本型式组成的混合型。电网结构主要取决于电厂和负荷的分布、电网覆盖地域的情况等。

电网结构设计的基本原则主要有以下五点：

（1）坚持分层分区、结构清晰、安全可控、经济高效的原则，论证全国同步电网格局，完善区域电网主网架，提升各电压等级电网的协调性，探索大电网之间的柔性互联，加强区域内省间电网互济能力，提高电网运行效率，确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。

（2）加强主要受端地区主网架，使之形成较强的闭环或开环的受端系统电网结构，以便能够使下一级电压电网解环运行，简化结构，降低短路电流。分区电网应有发电机或无功设备提供充足的无功储备。

（3）大电厂应直接接入主网，电厂之间不应互相连接，中、小电厂应接在适宜电压等级的电网上以实现分区的原则。

（4）电网实现分区，区域之间通过一点连接，运行中易于控制，事故时易于处理。

（5）电网结构应尽量避免不利于安全稳定运行的接线方式，如高低压电磁环网，长短线路并列的电网结构，长线大环网，大截面、小截面导线并联的电网，大环套小环的电网等。

4. 动态分析

动态分析即弹性分析或可变因素分析，主要是指电网实际的发展进程与设计预计有差别时规划电网的适应能力。可变因素主要是指：

（1）负荷的实际增长超过或低于预计；

（2）电源建设进度或顺序发生变化；

（3）主要送电线路投产时间提前或推迟。

因此，电力系统规划要采用滚动的方法不断加以修正。

5. 限制性条件分析

在制订电力系统规划方案时要特别注意那些会影响方案成立的限制性因素，主要包括：

（1）自然地理条件的限制性因素；

（2）供水水源条件；

（3）煤矿建设进度不能满足电厂需要；

（4）发电厂/变电站区域公路、铁路、码头的建设进度、规模不能满足要求；

（5）主要输电线存在跨江、跨河问题；

（6）主要电气设备制造困难。

6. 可靠性与经济分析

上述五点分析为研究性分析，而可靠性与经济分析为检验性质。我国目前还未制定有关电源规划和电网规划阶段的可靠性准则，在系统设计阶段则有 SD 131—1984《电力系统技术导则》、DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》及 DL/T 5429—2009《电力系统设计技术规程》等标准对电力系统安全稳定运行提出了要求，要求设计通过潮流计算、无功补偿及电压调整计算、系统稳定计算、$N$–1 网络安全检查、工频过电压及潜供电流计算、系统短路电流计算、方案经济评价计算等对设计系统的技术经济特性进行全面综合评价，提出最佳方案。

（二）电力系统规划设计的手段

国内外已有多个电源规划实用软件，用于电力系统分析计算的软件则更为成熟，种类也更齐全。应该肯定，这些计算手段在进行规划设计时可以大大减轻人的劳动强度和工作量，提高规划设计效率，提高对设计方案研究的深度、广度和精度。但多年以来的实践也证明，由于电力系统规划设计是研究全局性的问题，相关因素较多，单纯依靠计算软件并不能够解决根本问题，应在综合分析的基础上，利用相应的计算工具，使电力系统规划设计工作做得更好。

# 第二章

# 电力系统规划设计资料调查

## 第一节　国民经济和社会发展资料调查

### 一、历史及现状资料调查

调查规划系统和区域范围内国民经济生产总值、三产增加值及其增长率、分产业结构等经济指标的历史统计资料，评价其经济发展水平，判断其所处发展阶段。

国民经济和社会发展历史数据统计详见表 2-1，规模以上工业企业增加值历史数据统计详见表 2-2。

表 2-1　国民经济和社会发展历史数据统计

| 项　　目 | ××年 | ××年 | … | 现状年 | 增长率 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地区生产总值（亿元） | | | | | |
| 第一产业增加值（亿元） | | | | | |
| 第二产业增加值（亿元） | | | | | |
| 第三产业增加值（亿元） | | | | | |
| 人均地区生产总值（元/人） | | | | | |
| 地区人口总数 | | | | | |
| 第一产业占比（%） | | | | | |
| 第二产业占比（%） | | | | | |
| 第三产业占比（%） | | | | | |
| 地区财政总收入（亿元） | | | | | |
| 全社会固定资产投资（亿元） | | | | | |
| 社会销售品零售总额（亿元） | | | | | |
| 进出口总额（亿美元） | | | | | |
| 城镇化率（%） | | | | | |
| 单位 GDP 能耗（吨标准煤/万元） | | | | | |

表 2-2　规模以上工业企业增加值历史数据统计

| | 项　　目 | ××年 | ××年 | … | 现状年 | 增长率 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 一 | 工业增加值（亿元） | | | | | |
| | 轻工业（亿元） | | | | | |
| | 重工业（亿元） | | | | | |
| 二 | 重点产业合计（亿元） | | | | | |
| | 石油化工产业（亿元） | | | | | |
| | 冶金建材产业（亿元） | | | | | |
| | 能源产业（亿元） | | | | | |
| | 六大高耗能行业（亿元） | | | | | |
| | … | | | | | |
| | 装备制造业（亿元） | | | | | |

### 二、发展规划资料调查

结合国家相关政策、规划系统和区域范围的经济发展规划，以及经济发展的有利条件，分析其经济合理走向，提出本次研究期间经济发展目标水平。

当没有上述资料时，应从中央及地方有关单位取得规划区域内各有关国民经济部门发展的初步设想、区域规划资料及自然资源方面的资料。

## 第二节　能源资源资料调查

调查规划系统和区域范围内能源生产和消费水平的相关数据，分析能源供需的整体形势，总结能源供需特点及能源发展存在的问题。在国民经济发展以及远景能源强度发展趋势预测的基础上，估算规划系统和区域中长期能源需求总量，结合区内交通运输规划、能源资源自给能力，分析远景能源供应缺口。

### 一、煤炭资源

调查规划系统和区域内煤炭资源的分布地点、煤

炭储量（包括煤炭资源总量、累计探明煤炭资源储量、保有储量、保有量开发进度及规模）、燃煤质量、矿井投资，燃煤成本及售价等。其中，可供发电用煤的资料中应包含矿点的可供发电用煤量占煤炭总产量的比例和占总用煤量的比例，供发电用煤的矿点，供煤逐年数量、煤质及运输条件等。对于拟建洗煤厂的煤矿应了解洗中煤、矸石、泥煤的数量、发热量及成本售价。

## 二、石油资源

调查规划系统和区域内石油地质储量情况，可开采石油储量及分布区域，待探明石油资源量，与外区石油资源交换情况，石油资源开发规划概况。

## 三、天然气资源

调查规划系统和区域内天然气资源情况、已探明天然气地质储量，可开采天然气储量和年产量情况，待开发天然气资源量，与外区天然气资源的交换情况，天然气资源开发规划概况。拟建燃气发电项目，需明确项目天然气气源及供应能力。

## 四、水力资源

调查规划系统和区域内水力资源理论蕴藏量、年发电量，技术可开发装机容量，经济可开发容量，已开发装机容量。

## 五、新能源及非水可再生能源资源

（1）核能。调查规划系统和区域内铀资源储量情况、分布情况和供应情况，核电厂址布局情况。

（2）太阳能。调查规划系统和区域内太阳辐射总量、日照时间及分布情况，太阳能资源季节分布情况。

（3）风能。调查规划系统和区域内所处风带，风向方向范围，平均风速范围，风能理论可开发总量，实际可开发利用量。

（4）地热能。调查规划系统和区域内可开采地热能赋存量，已探明的储量及已利用量。

（5）海洋能。调查规划系统和区域内可开发潮汐能资源理论装机容量，理论年发电量，波浪能理论平均功率，潮流能理论平均功率。

（6）生物能。调查规划系统和区域内农业生产废弃物产量、可利用量，林业生物质产量，禽畜粪便资源量。

# 第三节　电力系统资料调查

## 一、电力需求

### （一）历史及现状资料调查

规划系统和区域内电力需求历史及现状资料的调查主要包括以下六方面：

（1）系统全社会（或统调）用电量和用电负荷情况，并按产业及重点行业划分；

（2）系统年内各季代表日的日负荷曲线；

（3）系统年内月最大负荷及月平均负荷，年最大峰谷差；

（4）系统工农业季节性负荷特性；

（5）系统各主要用电行业的典型负荷曲线；

（6）主要工业用户的用电量、负荷情况，功率因数，无功补偿设备的型式及容量。

某系统分地区电力负荷及电量统计情况详见表2-3，全社会用电量分类情况详见表2-4，各变电站供电负荷计算详见表2-5。

**表2-3　某系统分地区电力负荷及电量统计情况**

| 序号 | 项目 | ××年 | | ××年 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 负荷 | 电量 | 负荷 | 电量 |
| 一 | ××地区 | | | | |
| | ××工厂 | | | | |
| | ××工厂 | | | | |
| | … | | | | |
| | 合计 | | | | |
| | 同时率 | | | | |
| | 综合最大负荷 | | | | |
| 二 | ××地区 | | | | |
| | ××工厂 | | | | |
| | ××工厂 | | | | |
| | … | | | | |
| | 合计 | | | | |
| | 同时率 | | | | |
| | 综合最大负荷 | | | | |

**表2-4　某系统全社会用电量分类情况**

| 序号 | 项目 | ××年 | ××年 |
|---|---|---|---|
| | | 电量 | 电量 |
| 一 | 全社会用电量合计 | | |
| （一） | 第一产业 | | |
| （二） | 第二产业 | | |
| （三） | 第三产业 | | |
| （四） | 城乡居民生活用电 | | |

续表

| 序号 | 项目 | ××年 | ××年 |
|---|---|---|---|
| | | 电量 | 电量 |
| 1 | 城镇居民 | | |
| 2 | 乡村居民 | | |
| 二 | 按行业类别划分 | | |
| (一) | 农林牧渔业 | | |
| (二) | 工业合计 | | |
| 1 | 轻工业 | | |
| 2 | 重工业 | | |
| | 采矿业 | | |
| | 制造业 | | |
| | 电力、燃气及水的生产和供应业 | | |
| (三) | 建筑业 | | |
| (四) | 交通运输、仓储、邮政业 | | |
| (五) | 信息传输、计算机服务和软件业 | | |
| (六) | 商业、住宿和餐饮业 | | |
| (七) | 金融、房地产、商务及居民服务业 | | |
| (八) | 公共事业及管理组织 | | |

表 2-5　　各变电站供电负荷计算表

| 序号 | 项目 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 一 | ××变电站 | | | | | | | |
| | ××厂 | | | | | | | |
| | ××厂 | | | | | | | |
| | … | | | | | | | |
| | 合计 | | | | | | | |
| | 同时率 | | | | | | | |
| | 最大供电负荷 | | | | | | | |
| 二 | ××变电站 | | | | | | | |
| | ××厂 | | | | | | | |
| | ××厂 | | | | | | | |
| | … | | | | | | | |
| | 合计 | | | | | | | |
| | 同时率 | | | | | | | |
| | 最大供电负荷 | | | | | | | |

#### （二）规划资料调查

电力系统规划设计首先应根据规划期长短，确定设计水平年，并以规划期后某一年作为远景水平年。设计水平年的选择，一般与国民经济发展计划阶段和电源建设的阶段相适应。在确定电力负荷水平时，应以下列资料为依据：

（1）规划系统和区域内各有关国民经济部门的发展计划，包括工农业建设项目、规模、布点、建设进度、用电负荷及其增长率。

（2）大用户电力负荷预测，需要收集用户的设计资料，企业及实物产品或产值表示的单位耗电定额即单耗资料，已设计或已投产的类似用户的用电负荷资料，包括典型日负荷曲线。

（3）小型用户及公用负荷，一般只需根据统计资料及其规划计算其综合增长数字。

（4）某些特殊用户，不具备预测条件时，应由这些用户直接提出负荷数字。

（5）对于现有的城镇和工业区，应考虑由规模发展和劳动生产率提高以及新技术的采用而引起的负荷自然增长。

根据以上情况所确定的负荷水平，应向电力规划主管领导机关申报，征得同意。

为编制规划年份负荷曲线，应收集和研究下述资料：各有关工业用电部门的生产班制、最大负荷利用小时数、节假日及节假日工作情况和用电特性等；市政生活、农业及电气化铁路用电特性。

### 二、电力供应

#### （一）历史及现状资料调查

规划系统和区域内电力供应历史及现状资料的调查主要包括以下七个方面：

（1）系统现有总装机容量及发电量，电源类型及各电厂机组型号、接入电压等级，系统在建的装机容量及其进度。各类电源具备的调峰容量和满足程度。

（2）系统与周边地区间电力、电量交换的协议和实际执行情况。

（3）系统现有发电厂发电机参数详见表 2-6。对于火电机组应包括最小技术出力、设备受阻出力；对于水电厂还应包括相应的水能资料，即电厂在设计水平年不同水文年的逐月平均出力、水头预想出力、强制出力等。对于不能按照铭牌出力的设备，应了解其原因及恢复铭牌出力的措施。

（4）系统现有电厂运行经济方面的资料，如发电（供电）煤耗、发电成本、售电成本、发电厂燃煤种类、电厂厂用电率、电厂供热成本、年发电量、年利用小时数、平均上网电价、机组检修状况及周期等。

表 2-6　　××发电厂发电机参数

| 编号 | 型式 | $P_e$（MW） | $U_e$（kV） | $\cos\varphi$ | $x_d$（%） | $x'_d$（%） | $x''_d$（%） | $X_e$（%） | $X_0$（%） | $T'_{d0}$（s） | $T''_{d0}$（s） | $T_J$（s） | $GD^2$（t·m²） |  | 制造厂 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
|  |  |  |  |  | $x_q$（%） | $x'_q$（%） | $x''_q$（%） | $X_q$（%） |  | $T'_{q0}$（s） | $T''_{q0}$（s） |  | 发电机 | 原动机 |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

注　$P_e$—额定功率；$U_e$—机端额定电压；$\cos\varphi$—功率因数；$X_e$—定子漏抗；$T'_{d0}$—直轴暂态开路时间常数；$T''_{d0}$—直轴次暂态开路时间常数；$T'_{q0}$—交轴暂态开路时间常数；$T''_{q0}$—交轴次暂态开路时间常数；$GD^2$—飞轮转矩。

（5）现有发电厂和电源送出线路升压改造情况及相关审查意见。

（6）主要在建发电厂容量、投产进度等情况。

（7）已核准或已被电源主管部门同意开展前期工作的电源项目。

（二）规划资料调查

规划系统和区域内电力供应规划资料的调查主要包括以下两方面：

（1）从正在进行选厂工作或已完成的水电站、火电厂、核电厂等电源项目的初步可行性研究及可行性研究报告中了解拟建常规电厂的建厂条件。

1）水电站的名称、站址、规划容量、单机容量、设计年发电量、保证出力、水库调节特性、前期工程进展情况及主要技术经济指标、代表水文年出力过程。

2）火电厂（含煤电、核电、天然气）的名称、厂址、规划容量、单机容量、设计年发电利用小时、燃料来源、前期工程进展情况及主要技术经济指标。

3）抽水蓄能电站的名称、站址、规划容量、单机容量、日保证电量、抽水耗电量、前期工作进展情况及主要技术经济指标。

（2）从风电场、光伏电站等新能源电厂的资源资料、电厂本体设计、电网消纳分析等相关研究报告中了解拟建新能源电厂的建厂条件。

1）新能源电厂的资源情况及资源评价。

2）新能源电厂机组选型及利用小时数、估算发电量。

3）新能源电厂容量，装机台数、单机容量、箱式变压器容量及参数。

4）电厂升压站位置及电气主接线。

## 三、电网建设

（一）历史及现状资料调查

调查整理规划系统和区域内现有电网结构及其主要特点，与周边电网电气联系，以及电网各电压等级输变电情况。

（1）调查主要电压等级现有输电线路参数，包括导线型号、截面组合、线路长度及电气参数等，详见表 2-7。

（2）调查主要电压等级现有发电厂、变电站主变压器基本参数（详见表 2-8），以及电气主接线及改扩建条件。

表 2-7 现有××kV 输电线路参数

| 编号 | 线路名称 | 导线型号 | 长度（km） | $R_1$（Ω/km） | $X_1$（Ω/km） | $C_1$（μF/km） | $R_0$（Ω/km） | $X_0$（Ω/km） | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |

注 $R_1$—正序电阻；$X_1$—正序电抗；$C_1$—正序电容；$R_0$—零序电阻；$X_0$—零序电抗。

表 2-8 现有××发电厂、变电站主变压器基本参数

| 编号 | 额定容量（MV·A） | 电压组合及分接范围 | | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） | 容量分配（MV·A） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 高压（kV） | 中压及分接范围（kV） | 低压（kV） | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |

（3）调查无功补偿设备的总容量，感性和容性无功补偿设备（包括并联和串联）的容量、安装地点、感性无功补偿度和投切方式，无功平衡情况。

（4）调查系统线损率、电网输电电价和平均售电价格。

（5）调查主要在建输变电工程的建设规模、投产进度等情况。

（二）规划资料调查

规划系统和区域内电网建设规划资料的调查主要包括以下三方面：

（1）拟建输电线路走廊情况，导线截面，线路长度，架设方式等；

（2）拟建变电站位置及站址条件，建设规模等；

（3）电网企业近期完成的电网发展规划报告。

上述资料一般应向有关单位收集调查，必要时，可委托相关专业设计人员前往现场进行初步勘察。

## 四、系统运行特点及存在问题资料调查

1. 系统运行特点

（1）不同季节、大小运行方式时典型的潮流流向，系统主要枢纽点的电压水平、电压波动及调压措施；

（2）水电、火电、核电及清洁能源运行方式；

（3）系统短路电流水平等。

2. 存在问题资料调查

系统运行中存在的主要问题（如设备出力受阻、供需平衡、电网结构中的薄弱环节及传输阻塞、无功和电压波动、短路电流水平、重大事故等）和已采取或计划采取的措施。

# 第四节 其他资料调查

（1）交通运输。调查规划系统和区域内，现有交通运输方式（铁路、公路、水运、航空及管道）历年完成的客货运量、客货周转量、运输成本、平均速度、实载率、平均运距及交通量等指标，调查规划新建或改造后交通运输拟达到输送能力。

（2）土地资源。调查规划系统和区域内各种土地利用类型面积、分布和利用状况及规划情况，重点调查规划电厂厂址、变电站站址及线路路径拟占用土地类型及规划情况。

（3）环保资料。地方环境功能区划文本及图件（环境空气、地表水、地下水、噪声），研究区域内地表水、地下水、环境空气常规环境质量检测资料。

（4）水资料。规划区域内主要水系、水源、供水系统及排水系统条件；有关河流流域规划报告。

（5）气象资料。调查规划系统和区域内，温度、湿度、风速、风向、降水量、日照等气象资料。

（6）其他领域规划资料。调查规划系统和区域内，城市及区域规划资料、产业规划资料，发电企业规划资料，电网企业规划资料等。

# 第三章

# 电力负荷预测

## 第一节　电力负荷分类

### 一、按物理性能分类

电力负荷按物理性能分为有功负荷和无功负荷。有功负荷把电功率转换为其他形式的功率，是在用电设备中实际消耗的功率。无功负荷是电力负荷中不做功的负荷，一般由电路中储能元件（电感或电容）引起。在电力系统规划设计中，需要同时考虑有功负荷和无功负荷平衡，并对无功问题进行分析，配置合理的无功补偿设备。

### 二、按电能的生产、供给和销售过程分类

电力负荷按电能的生产、供给和销售过程分为发电负荷、供电负荷和用电负荷。系统的发电负荷是指某一时刻电力系统内各发电厂实际发电出力的总和。发电负荷减去各发电厂厂用负荷后，就是系统的供电负荷。供电负荷减去电力网中线路和变压器的损耗后，就是系统的用电负荷，也就是系统内各个用户在某一时刻所消耗电能的总和。

在电力系统规划设计中，用发电负荷进行电力平衡时，一般用厂用电率计算发电厂消耗的厂用电量，用线损率计算线路和变压器等电力设备的电力损失。厂用电率是厂用电负荷占本厂额定发电出力的百分数。线损率是线路及变压器等电力设备中的电力损失占供电负荷的百分数。

### 三、按所属行业分类

电力负荷按所属行业分为国民经济行业用电和居民生活用电，也可分为第一产业、第二产业、第三产业用电和居民生活用电。其中，国民经济行业用电中的农、林、牧、渔业用电属于第一产业用电，工业和建筑业用电属于第二产业用电，其他剩余部分用电属于第三产业用电。居民生活用电是指用于居民家庭内部生活服务的用电。

### 四、按在电力系统中的分布分类

电力负荷按在电力系统中的分布分为全系统负荷、分区负荷及变电站负荷。全系统负荷一般指某个地域范围内的负荷，用来确定全系统所需的装机容量。分区负荷一般指区域、省、地区的负荷，主要用来确定地区间的功率交换。变电站负荷主要用来进行变压器容量及台数的选择。

由于各用户的最大负荷不可能在同一时刻出现，因此，在求出各供电范围内负荷的总和后乘以同时率才是变电站、分区及全系统的综合用电最大负荷。同时率是变电站、分区或全系统的综合最大负荷与相应各用户最大负荷总和的比值，它的大小与电力用户数量和用电特点有关，对于地区之间或系统之间，一般为 0.9～0.95，各用户之间为 0.85～1.0，用户特别多时为 0.7～0.85。

### 五、按重要性分类

依据电力负荷对供电可靠性的要求及中断供电在政治、经济上所造成损失或影响的程度，电力负荷分为一级负荷、二级负荷和三级负荷。一级负荷指中断供电将造成人身伤亡，或在政治上、经济上造成重大损失的负荷。二级负荷指中断供电将影响重要用电单位的正常工作，或将在政治上、经济上造成较大损失的负荷。三级负荷指不属于以上一级和二级的负荷。

划分负荷重要性级别主要用于调度管理和用电管理，便于在电力供应紧张或事故情况电力缺额较大时，通过控制分级负荷，保证重要负荷的供电。

### 六、按用电特性分类

电力负荷按用电特性分为一般负荷和特殊负荷。特殊负荷指对电力系统有特殊影响的负荷。例如，电气化铁路负荷为单相整流型负荷，会引起对其供电的系统产生负序和谐波问题；轧钢负荷是冲击负荷，会引起系统电压剧烈波动及机组功率振荡等问题。对于这类负荷，需要研究其对所供电的电力系统的影响，

提出解决措施。

## 七、按时间分类

电力负荷按时间分为年、月、周、日负荷，分别表示每年、每月、每周、每日的最大负荷。在电力系统规划设计中，用来确定系统所需的装机容量，各类电厂运行方式和省区间的功率交换以及可靠性计算等。

## 八、按电网调度关系分类

从调度管理角度，我国的发电厂分为两类：一类是由省级及以上电网调度运行管理部门统一调度的电厂，称为统调电厂；另一类电厂不归省级及以上电网调度运行部门直接调度，称为非统调电厂。故电力负荷按电网调度关系可分为统调负荷、非统调负荷和全口径负荷。系统内所有统调发电厂发电出力之和称为统调发电负荷。非统调发电厂发电出力之和称为非统调发电负荷。两者之和称为全口径发电负荷。如果没有特殊说明，一个电力系统的发电负荷一般应视为全口径发电负荷。

图 3-1 以一个简单的电力系统说明上述三类负荷之间的关系。

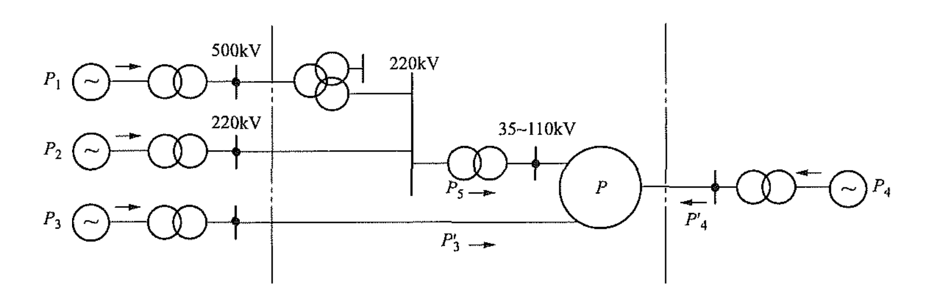



图 3-1　统调负荷、非统调负荷和全口径负荷关系示意图

$P$—供电负荷；$P_1$—接入 500kV 电网统调电厂的发电出力；$P_2$—接入 220kV 电网统调电厂的发电出力；$P_3$—接入 220kV 以下电压统调发电厂的发电出力；$P_4$—接入 220kV 以下电压非统调发电厂的发电出力；$P'_3$—接入 220kV 以下电压统调发电厂的供电出力；$P'_4$—接入 220kV 以下电压非统调发电厂的供电出力；$P_5$—220kV 变压器的降压功率

由图 3-1 可知，各负荷在数值上有下列关系：

$P_1+P_2+P_3+P_4$ 为全口径发电负荷；$P_1+P_2+P_3$ 为统调发电负荷；$P_4$ 为非统调发电负荷；$P'_3+P'_4+P_5$ 为全口径供电负荷；$P'_3+P_5$ 为统调供电负荷；$P'_4$ 为非统调供电负荷；$P_5$ 为 220kV 统调供电负荷（或称 220kV 网供负荷）。

## 九、按大小分类

电力负荷按大小可分为最大负荷、最小负荷和平均负荷。最大负荷即峰荷，最小负荷即谷荷，平均负荷是一段时期内的负荷平均值。结合时间最大负荷还可分为日最大负荷、月最大负荷和年最大负荷。最小负荷还可分为日最小负荷、月最小负荷和年最小负荷。在电力系统规划设计中，既需要依据最大负荷安排装机，也需要依据最小负荷分析调峰问题。

## 十、按销售电价分类

电力负荷按销售电价可分为大工业用电、非工业用电和普通工业用电、农业用电、非居民用电、居民用电、趸售用电、商业用电及其他。按销售电价划分负荷类别一般仅在电网公司内部实行，主要用于用电管理。

# 第二节　电力负荷预测方法

## 一、基本要求

1. 基础资料合理

负荷预测是根据预测对象及相关因素的历史数据，对未来进行预测的一项工作，要做好负荷预测，资料的收集应尽可能全面、系统和准确，并进行必要的分析和整理。

2. 历史数据可用

历史数据通常是从多渠道获取的，数据之间可能出现相互矛盾的情况，即使由同一渠道获取也可能存在人为因素或统计口径不同等原因导致的异常数据，预测前需要对这类数据进行修正，避免由于异常数据对预测结果带来不良影响。

3. 统计分析全面

从客观实际情况出发，对大量的历史数据进行统计分析，选出有代表性、可用程度高的数据，从中获取相关指标历史发展变化的内在规律性，为预测工作打好基础。

4. 预测方法适应

不同的预测方法有其固有的适应性，单一的预测

方法也很难获得令人满意的预测结果。因此，应结合获取的基础资料，选择合适的预测模型和预测方法，并对预测结果进行综合比较与分析，得到可信度高的预测结果。

## 二、基本步骤

1. 明确预测内容和深度

不同的研究工作对于预测内容和深度要求不同，因此，应首先明确预测目的，确定合理可行的预测内容及预测深度。

2. 收集相关历史资料

根据预测内容和深度要求，收集相关资料，尽可能做到全面、准确、系统、连贯，除电力负荷数据以外，还应收集经济、人口等影响负荷变化的相关因素的历史数据。

3. 对资料的初步分析

通过对收集到的相关历史资料的初步分析，提炼出有代表性的、真实和可用程度高的资料作为预测的基础资料，并将数据中的不良数据进行分析和修正。

4. 相关数据的获取或预测

电力负荷预测经常需要相关因素的预测结果，如经济、人口等，可以从相关部门或相关文件中获取其对相关因素未来发展的分析、判断和预测结果，无有效渠道获取时可自己尝试进行预测。

5. 预测模型和预测方法的选择

根据确定的预测内容和深度，考虑预测范围内实际情况和资料的可用程度，选择适当的预测模型，并结合预测时间跨度等，选择适合的预测方法。

6. 预测结果的综合分析与评价

对各种预测方法的预测结果进行比较和综合分析，根据经验和常识判断结果的合理性，对预测结果进行适当修正，得到最终的预测结果。

7. 预测结果表达

预测结果表达主要依据不同的研究工作内容和深度要求确定。如省级及以上电力工业规划等需要预测全社会用电量和最大负荷值，至少应包括规划设计水平年的预测值；省级和地市级电网规划除上述内容外还应提供各地市的供电量和供电负荷的预测值；输变电工程可行性研究中需要提供相应变电站供电区域内的负荷预测。

## 三、需电量预测方法

### （一）相关分析预测法

相关分析预测法是以电力负荷与选定的有关经济或社会因素的内在关系为基础的预测方法，主要包括用电单耗法、电力弹性系数法、人均用电量指标法和类比法等。

1. 用电单耗法

将预测期的产品产量（或产值）乘以用电单耗，可得所需要的用电量，计算公式为

$$E=\sum_{i=1}^{n}\theta_i m_i \tag{3-1}$$

式中　$E$——某行业预测期的用电量；

$\theta_i$——各种产品产量（或产值）的用电单耗；

$m_i$——各种产品产量（或产值）；

$n$——计算的行业的企业数。

这个方法适用于工业比重大、已有生产或建设计划的中近期负荷预测。当分别算出各行业的用电量之后，相加就可以得到全部行业的用电量。

用电单耗法可以衍生出产业产值单耗法和国内生产总值（gross domestic product，GDP）综合电耗法。

（1）产业产值单耗法。产业产值单耗法通过对国民经济三大产业单位产值耗电量进行统计分析，根据经济发展、技术进步及产业结构调整等情况，确定规划期三大产业的单位产值耗电量，然后根据国民经济和社会发展规划的指标，计算得到规划期的国民经济行业用电量预测值，叠加居民生活用电量后可得到全社会用电量。

（2）GDP综合电耗法。GDP综合电耗法通过对国内生产总值所消耗的电量统计分析，根据经济发展、技术进步及产业结构调整等情况，确定规划期内单位GDP的电耗指标，然后以国内生产总值的预测值为基础，来预测未来的全社会用电量。

在一定的时期内，电耗指标的变化有一定的规律性，在历史数据基础上，可以运用回归法等手段预测未来的电耗指标。

2. 电力弹性系数法

电力弹性系数是指在某一时期内用电量的平均年增长率与同一时期国内生产总值平均年增长率的比值，该系数从客观上反映了电力发展速度与国民经济发展速度的相对关系。这一系数与电力工业发展水平、科学技术发展水平、国家经济政策及产业结构、人民生活水平等因素有关。

我国2000～2016年电力弹性系数见表3-1。

**表3-1　我国2000～2016年电力弹性系数**

| 年份 | 弹性系数 | 年份 | 弹性系数 |
|---|---|---|---|
| 2000 | 1.35 | “十五”期间 | 1.33 |
| 2001 | 1.09 | 2006 | 1.14 |
| 2002 | 1.28 | 2007 | 1.05 |
| 2003 | 1.53 | 2008 | 0.58 |
| 2004 | 1.50 | 2009 | 0.75 |
| 2005 | 1.19 | 2010 | 1.43 |

续表

| 年份 | 弹性系数 | 年份 | 弹性系数 |
|---|---|---|---|
| “十一五”期间 | 0.99 | 2014 | 0.56 |
| 2011 | 1.29 | 2015 | 0.14 |
| 2012 | 0.73 | “十二五”期间 | 0.80 |
| 2013 | 0.98 | 2016 | 0.74 |

部分发达国家不同时期的电力弹性系数见表 3-2，从这些发达国家的发展历程来看，电力弹性系数的变化是有一定规律的：在工业化中期，电力弹性系数一般大于 1，随着工业化进程的推进，电力弹性系数逐渐减小，进入工业化后期，电力弹性系数一般小于 1。

**表 3-2 部分发达国家不同时期电力弹性系数**

| 年份 | 美国 | 英国 | 日本 | 韩国 |
|---|---|---|---|---|
| 1960～1970 | 1.63 | 2.18 | 1.37 | 1.85 |
| 1970～1980 | 1.33 | 0.67 | 1.13 | 1.81 |
| 1980～1990 | 0.81 | 0.56 | 0.82 | 1.16 |
| 1990～2000 | 0.81 | 0.53 | 2.09 | 1.62 |
| 2000～2012 | 0.27 | −0.20 | −0.30 | 1.26 |

电力弹性系数法是根据已经掌握的未来一段时期内国民经济发展规划确定的国内生产总值的年平均增长率，以及电力弹性系数的历史变化规律，预测今后一段时期的电力需求的方法，该方法的关键是确定电力弹性系数。电力弹性系数法计算用电量的计算式为

$$E_n = E_0(1+K\beta)^n \quad (3\text{-}2)$$

式中 $E_n$——预测期末的用电量；

$E_0$——预测初期的用电量；

$K$——规划期的电力弹性系数；

$n$——计算期年数；

$\beta$——国内生产总值平均年增长速度。

电力弹性系数是一个宏观指标，故该方法适用于远期粗略的负荷预测。

3. 人均用电量指标法

人均用电量指标法是按照预测的人口数及选取的人均用电量指标来预测未来电量需求的方法，该方法需首先预测总人口，关键是人均用电指标的选取。人均用电量指标法计算用电量的计算式为

$$E_n = P_{0n}q_n \quad (3\text{-}3)$$

式中 $E_n$——预测期末的用电量；

$P_{0n}$——总人口的预测值；

$q_n$——预测年份的人均用电量。

人口数预测结果可以通过政府等渠道获取，无有效渠道获取时可自行进行预测。人均用电量指标若取人均综合用电量指标则预测结果为全社会用电量，其选取需要结合预测地区的地理位置、经济发展阶段、国内生产总值、产业结构、能源消费结构、电力供应条件、居民生活水平及节能降耗等因素进行综合分析比较后确定；若取人均生活用电量指标则预测结果为居民生活用电量，叠加全行业用电量后可以得出全社会用电量，其选取需要结合预测地区的地理位置、居民收入、消费水平、气候条件、能源供应及节能降耗等因素进行综合分析比较后确定。

2000～2015 年我国人均用电量及人均生活用电量见表 3-3，国外部分国家不同时期人均用电量及人均生活用电量见表 3-4，供预测参考。可以看出，我国的人均用电水平仍远低于发达国家平均水平。

**表 3-3 2000～2015 年我国人均用电量及人均生活用电量** (kW·h/a)

| 年份 | 人均用电量 | 人均生活用电量 | 年份 | 人均用电量 | 人均生活用电量 |
|---|---|---|---|---|---|
| 2000 | 1067 | 132 | 2008 | 2595 | 308 |
| 2001 | 1154 | 145 | 2009 | 2749 | 344 |
| 2002 | 1280 | 156 | 2010 | 3140 | 381 |
| 2003 | 1466 | 174 | 2011 | 3499 | 418 |
| 2004 | 1679 | 189 | 2012 | 3676 | 461 |
| 2005 | 1901 | 217 | 2013 | 3936 | 500 |
| 2006 | 2164 | 247 | 2014 | 4102 | 505 |
| 2007 | 2471 | 274 | 2015 | 4142 | 530 |

**表 3-4 国外部分国家不同时期人均用电量及人均生活用电量** (kW·h/a)

| 年份 | 美国 | | 英国 | |
|---|---|---|---|---|
| | 人均用电量 | 人均生活用电量 | 人均用电量 | 人均生活用电量 |
| 1970 | 6788 | 2273 | 4170 | 1505 |
| 1980 | 9243 | 3166 | 4683 | 1654 |
| 1990 | 11691 | 3697 | 5328 | 1757 |
| 2000 | 13659 | 4222 | 6116 | 1907 |
| 2011 | 13227 | 4560 | 5517 | 1779 |

| 年份 | 日本 | | 韩国 | |
|---|---|---|---|---|
| | 人均用电量 | 人均生活用电量 | 人均用电量 | 人均生活用电量 |
| 1970 | 3055 | 509 | 399 | 47 |
| 1980 | 4444 | 988 | 914 | 148 |
| 1990 | 6482 | 1539 | 2369 | 414 |
| 2000 | 7970 | 2031 | 5907 | 662 |
| 2011 | 7847 | 2270 | 10162 | 1266 |

4. 类比法

类比法就是对类似事物做对比分析，通过已知事物对未知事物或新事物的发展变化做出预测。应用到电力负荷预测就是选择一个可对比的对象（地区），把其经济发展及用电情况与待预测地区的电力消费作对比分析，从而估计待预测区的负荷水平。

例如，对比发达国家在不同经济发展阶段、不同国内生产总值规模时的电力需求，来预测我国或地区达到同一经济发展阶段或达到同样国内生产总值规模时的电力需求。又如，对于新建经济开发区或产业园区，由于没有历史数据可以参考，不可能进行模型预测，此时采用类比法是比较有效的，可以找一个已建成的、开发规模和产业发展方向等类似的经济开发区，找到相同点，利用相似和比例关系，对待建开发区的用电量进行预测，并根据差异情况对预测结果做出个别调整。

（二）时序趋势外推法

时序趋势外推法假定未来的增长是过去增长模式的继续，把历史数据与某种趋势曲线相拟合的预测方法，主要包括回归分析法、时间序列分析法、增长速度法、生长曲线法、灰色预测法、平均增长率法等。

1. 回归分析法

利用数理统计原理，对大量的统计数据进行数学处理，并确定电量与某些自变量，如人口、国内生产总值之间的关系，建立一个相关性较好的数学模型即回归方程，并加以外推，用以预测今后的电量。回归分析法包括一元线性回归法、多元线性回归法和非线性回归法。

根据历史数据，选择最接近的曲线函数，用最小二乘法（或其他方法）求解出回归系数，并建立回归方程，然后用相关系数检验，认为合格后，则回归方程是有意义的，并可算出回归方程的标准偏差，得出回归方程所预测结果的可信度。从理论上讲，任何回归方程只适用于原来观测数据的变化范围内而不适于外推，但在实际应用中总在适当范围内外推。

（1）一元线性回归法。一元线性回归法是基于曲线拟合的预测方法，自变量是可控制的或可以精确观察的变量，如时间；因变量是依赖于自变量的随机变量，如电量或负荷。根据自变量和因变量的记录值，确定适当的函数类型及相应的参数，拟合一条最佳的曲线，然后将此曲线外延至未来的适当时刻，在已知自变量取值时得到因变量的预测值。模型可表示为

$$y = f(S, X) = a + bx \tag{3-4}$$

其中，$\boldsymbol{S} = [a, b]^{\mathrm{T}}$，为模型的参数向量。设已知自变量、因变量在历史时段 $1 \leqslant t \leqslant n$ 的取值分别为 $x_1$，$x_2, \cdots$，$x_n$和$y_1$，$y_2, \cdots$，$y_n$，自变量在未来时段 $n+1 \leqslant t \leqslant N$ 的取值为 $x_{n+1}$，$x_{n+2}, \cdots$，$x_N$，则残差平方和为

$$Q = \sum_{t=1}^{n} v_t^2 = \sum_{t=1}^{n} [y_t - (a + bx_t)]^2 \tag{3-5}$$

回归分析的目标是 $Q$ 值最小，采用最小二乘法，令

$$\frac{\partial Q}{\partial a} = -2\sum_{t=1}^{n}(y_t - a - bx_t) = 0 \tag{3-6}$$

$$\frac{\partial Q}{\partial b} = -2\sum_{t=1}^{n}x_t(y_t - a - bx_t) = 0 \tag{3-7}$$

可解得

$$\left.\begin{aligned} a &= \bar{y} - b\bar{x} \\ b &= \left[\sum_{t=1}^{n}(x_t - \bar{x})(y_t - \bar{y})\right] \Big/ \left[\sum_{t=1}^{n}(x_t - \bar{x})^2\right] \\ \bar{x} &= \frac{1}{n}\sum_{t=1}^{n}x_t \\ \bar{y} &= \frac{1}{n}\sum_{t=1}^{n}y_t \end{aligned}\right\} \tag{3-8}$$

由此确定回归方程中的 $\boldsymbol{S} = [a, b]^{\mathrm{T}}$，得到电量的预测值为

$$\hat{y} = \hat{a} + \hat{b}x \tag{3-9}$$

（2）多元线性回归法。多元线性回归法是在一元线性回归法的基础上，考虑电力负荷受除时间以外多种因素影响的预测方法。模型可表示为

$$y = f(S, X) = a_0 + \sum_{i=1}^{m} a_i x_i \tag{3-10}$$

可对式（3-10）中的参数进行估计，然后用于预测。模型参数向量 $\boldsymbol{S} = [a_0, a_1, \cdots, a_m]^{\mathrm{T}}$，同样利用基于残差平方和最小二乘法对参数进行估计，计算公式为

$$\hat{\boldsymbol{A}} = \begin{bmatrix} \hat{a}_0 \\ \hat{a}_1 \\ \vdots \\ \hat{a}_m \end{bmatrix} = (\boldsymbol{X}'\boldsymbol{X})^{-1}\boldsymbol{X}'\boldsymbol{Y} \tag{3-11}$$

其中

$$\boldsymbol{X} = \begin{bmatrix} 1 & x_{11} & x_{12} & \cdots & x_{1m} \\ 1 & x_{21} & x_{22} & \cdots & x_{2m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & x_{n1} & x_{n2} & \cdots & x_{nm} \end{bmatrix}, \boldsymbol{Y} = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} \tag{3-12}$$

将得到的参数估计值代入预测方程，得到电量的预测值为

$$\hat{y} = \hat{a}_0 + \sum_{i=0}^{m} \hat{a}_i x_i \tag{3-13}$$

（3）非线性回归法。非线性回归方程因变量与自变量不是线性关系，如 $y=a+bx^n$ 等，但经过变换后仍可转换为线性回归方程。

2. 时间序列分析法

时间序列分析法根据历史统计资料，总结出电力负荷发展水平与时间先后顺序关系的用电量。即把时间序列作为一个随机变量序列，用概率统计的方法，

尽可能减少偶然因素的影响，得出需电量随时间序列所反映出来的发展方向与趋势，并进行外推，以预测未来负荷发展的水平。

（1）移动平均法。移动平均法是对一组时间序列数据进行某种意义上的算术平均值计算，并以此为依据对设计水平年进行预测的一种方法，包括一次动平均法、加权动平均法和二次动平均法，差别主要在于一次动平均法的预测能力只有一期，而二次动平均法可以预测多期。

1）一次动平均法。取时间序列的 $N$ 个观测值予以平均，并依次滑动，直至将数据处理完毕，得到一个平均值序列。对于时间序列 $y_1$、$y_2 \cdots y_t$，一次动平均法计算公式为

$$M_t^{(1)} = \frac{y_t + y_{t-1} + \cdots + y_{t-N+1}}{N} \quad (t \geqslant N) \tag{3-14}$$

式中　$M_t^{(1)}$——第 $t$ 期的一次动平均值；

$N$——动平均的项数（或称步长）。

一般情况下，如果时间序列没有明显的周期变化和趋势变化，可用第 $t$ 期的一次动平均值作为第 $t$+1 期的预测值，即

$$\hat{y}_{t+1} = M_t^{(1)} \tag{3-15}$$

2）加权动平均法。在一次动平均法里，每期数据作用是等同的，但实际每期数据所包含的信息量并不一样，比如近期数据就可能包含着更多的有关未来的信息。因此，把各期数据同等对待是不尽合理的，应考虑各期数据的重要性，对于那些对预测期相关性更强的数据给予较大的权重系数，就形成了加权动平均法。

对于时间序列 $y_1$、$y_2 \cdots y_t$，加权动平均法计算公式为

$$M_{tw}^{(1)} = \frac{W_1 y_t + W_2 y_{t-1} + \cdots + W_N y_{t-N+1}}{W_1 + W_2 + \cdots + W_N} \quad (t \geqslant N) \tag{3-16}$$

式中　$M_{tw}^{(1)}$——第 $t$ 期的加权动平均值；

$W_i$——$y_{t-i+1}$ 的权重系数，体现了时间序列 $y$ 在加权动平均中的重要性。

利用加权动平均法预测，即

$$\hat{y}_{t+1} = M_{tw}^{(1)} \tag{3-17}$$

3）二次动平均法。一次动平均法不适用于以后若干期的预测，因此，一般采用二次动平均法。二次动平均法是将一次动平均序列再进行一次动平均，其计算公式为

$$M_t^{(2)} = \frac{M_t^{(1)} + M_{t-1}^{(1)} + \cdots + M_{t-N+1}^{(1)}}{N} \quad (t \geqslant N) \tag{3-18}$$

当时间序列数据呈线性趋势时，如果用一次动平均法预测，会出现滞后偏差。为消除滞后偏差的影响，可在一次、二次动平均值的基础上，建立线性趋势模型来进行预测

$$\left.\begin{aligned} \hat{y}_{t+T} &= a_t + b_t T \\ a_t &= 2M_t^{(1)} - M_t^{(2)} \\ b_t &= \frac{2}{N-1}(M_t^{(1)} - M_t^{(2)}) \end{aligned}\right\} \tag{3-19}$$

式中　$t$——当前期；

$T$——预测超前期。

（2）指数平滑法。指数平滑法是最常用的预测方法之一，是一种时间序列分析方法。其拟合值或预测值是对历史数据的加权算术平均，对不同时刻数据进行不等权处理，因此该方法对接近目前时刻的数据拟合得较为准确。

对于时间序列 $y_1$、$y_2 \cdots y_n$，要求预测 $y_{n+1}$。信息的时效性要求预测量 $\hat{y}_{n+1}$ 应由全部历史数据 $y_1$、$y_2 \cdots y_n$ 的加权平均值构成，而且一般要求权值应随着数据离预测期越来越远而逐渐减小，即应有如下关系

$$\hat{y}_{n+1} = \sum_{t=0}^{n-1} \alpha_t y_{n-t} \tag{3-20}$$

$$\left.\begin{aligned} 0 < \alpha_t < 1 \\ \sum_{t=0}^{n-1} \alpha_t = 1 \end{aligned}\right\} \tag{3-21}$$

$$\alpha_0 > \alpha_1 > \alpha_2 > \cdots > \alpha_{n-1} \tag{3-22}$$

在某些特定情况下，式（3-22）可以不满足。

1）一次指数平滑法。选择参数 $0 < \alpha < 1$，权值取为

$$\alpha_t = \alpha(1-\alpha)^t, t = 0,1,2,\cdots,n-1 \tag{3-23}$$

式（3-20）改写为如下递推关系：

初始条件为

$$S_0 = y_1 \tag{3-24}$$

平滑方程为

$$S_t = \alpha y_t + (1-\alpha) S_{t-1}, t = 1,2,\cdots,n \tag{3-25}$$

预测公式为

$$\hat{y}_{t+1} = S_t \tag{3-26}$$

2）二次指数平滑法。一般用于预测的是二次指数平滑法。设时间序列为 $y_1$、$y_2 \cdots y_n$，取平滑系数为 $\alpha$（$0 \leqslant \alpha \leqslant 1$）。指数平滑的方法、模型较多，下面采用常见的 Brown 单一参数线性二次指数平滑法，步骤如下。

第一步：对原始序列进行一次指数平滑

$$y_t' = \alpha y_t + (1-\alpha) y_{t-1}', 2 \leqslant t \leqslant n \tag{3-27}$$

其中，可取 $y_1' = y_1$。

第二步：对一次平滑序列进行二次指数平滑

$$y_t'' = \alpha y_t' + (1-\alpha) y_{t-1}'', 2 \leqslant t \leqslant n \tag{3-28}$$

其中，可取 $y_1'' = y_1'$。

第三步：对最末一期数据，计算两个系数

$$a_n = 2y'_n - y''_n \tag{3-29}$$

$$b_n = \frac{\alpha}{1-\alpha}(y'_n - y''_n) \tag{3-30}$$

第四步：建立如下预测公式

$$\hat{y}_t = a_n + b_n(t-n) \tag{3-31}$$

其中，$t>n$。

3. 增长速度法

对于一个平稳的历史数据系列，可以计算其相邻时间间隔的增长速度，如果这一增长速度序列的变化较有规律，则可以对这一速度序列进行外推预测，从而得到未来时间段的增长速度，来进行设计水平年的电量预测，同时也可以作为负荷的预测方法。

对于一个平稳的历史负荷序列 $y_1$、$y_2 \cdots y_n$，其增长速度为

$$\varDelta_{t,t+1} = \frac{y_{t+1} - y_t}{y_t} \times 100\%, t = 1,2,\cdots,n-1 \tag{3-32}$$

式中 $\varDelta_{t,t+1}$——第 $t$+1 时刻相对于第 $t$ 时刻的增长速度。

以增长速度序列 $\varDelta_{1,2}$、$\varDelta_{2,3} \cdots \varDelta_{n-1,n}$ 为依据，运用回归分析方法，运用各种模型预测未来增长速度 $\hat{\varDelta}_{t,t+1}(t \geqslant n)$。

以 $n$ 时刻的历史数据为基准，按增长速度的定义进行未来时段的数据预测，则未来 $t$ 时刻的预测值 $\hat{y}_t$ 为

$$\hat{y}_t = y_n[\prod_{i=n}^{t-1}(1+\hat{\varDelta}_{i,i+1})], t \geqslant n+1 \tag{3-33}$$

4. 生长曲线法

生物学中，习惯把生长现象在图上用曲线表示出来，一般在横轴上标出时间，纵轴上标出测定值，称为生长曲线，其中 S 形曲线（sigmoid curve）是最普通的生长曲线，电力负荷发展也有类似的规律。某个地区的负荷发展，可能首先是开始时期的低速增长（相当于生物的生长前期）；到某个转折点后，开始进入快速增长期；再发展到某个转折点后，开始进入饱和期（相当于生物的生长后期）。

常用的生长曲线作为一种解析化的数学表达式，可以直接应用于负荷预测，包括电量预测和负荷预测，其预测原理类似于回归分析中的对数模型、指数模型等。

（1）简单 S 形曲线。在 Logistic 曲线的一种形态 $y = \dfrac{k}{1+\alpha e^{-\beta x}}$ 的基础上，可以得到一种简单 S 形曲线，表达式为

$$y = \frac{1}{a + be^{-x}} \tag{3-34}$$

或

$$\frac{1}{y} = a + be^{-x} \tag{3-35}$$

其在无穷远处的形态为：$x \to +\infty$，$y = \dfrac{1}{a}$；$x \to -\infty$，$y = 0$。

对式（3-34）求导，得

$$y'_x = \frac{be^{-x}}{(a+be^{-x})^2} \tag{3-36}$$

因此，当 $a$、$b$ 同号，分母必不为 0；当 $a$、$b$ 异号，则在 $x = \ln\left(-\dfrac{b}{a}\right)$ 处分母为 0，这是曲线的分叉点。$a$、$b$ 同号、异号的曲线的形态分别如图 3-2 和图 3-3 所示。

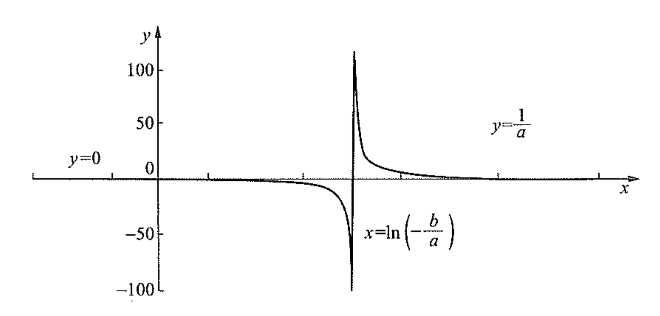



图 3-2 简单 S 形曲线Ⅰ（$a$、$b$ 同号）

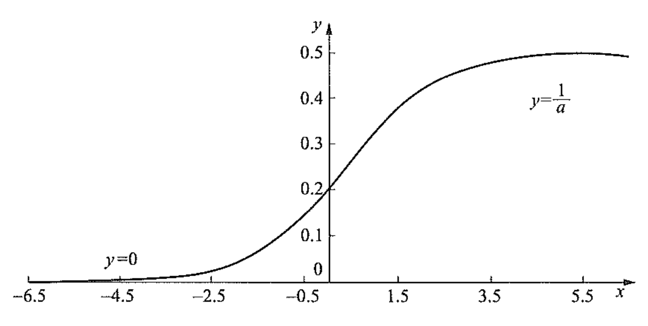



图 3-3 简单 S 形曲线Ⅱ（$a$、$b$ 异号）

对于 $\dfrac{1}{y} = a + be^{-x}$ 这种简单的 S 形曲线，可以借鉴回归分析的原理，令 $y' = 1/y, x' = e^{-x}$，即可化为形如 $y' = a + bx'$ 的模型，参考一元线性回归法确定模型参数，用于负荷预测。

（2）其他具有 S 形特征的曲线。修正指数曲线，其表达式为

$$y = K + ab^x \text{（或 } y=K+ae^{bx}\text{）} \tag{3-37}$$

Logistic 曲线表达式为（其中一种形态）

$$y = \frac{1}{K + ab^x} (K>0,\ a>0, 0<b<1) \tag{3-38}$$

Compertz 曲线表达式为

$$\ln y = a + be^{-x} \tag{3-39}$$

这些具有 S 形特征的曲线，也可以借鉴回归分析的原理进行处理，从而用于负荷预测。

5. 灰色预测法

灰色预测法是建立在灰色系统理论基础上的。灰色系统理论认为，尽管系统表象复杂，数据散乱，信息不充分，但作为系统必然有整体功能和内在规律，必然是有序的。不同于通过大量样本进行统计分析的

传统方法，灰色系统理论把随机量看作是在一定范围内变化的灰色量，对灰色量的处理不是寻求他的统计规律和概率分布，而是对原始数据加以处理，将杂乱无章的原始数据转化为规律性较强的生成数据，通过对生成数据建立动态模型，来挖掘系统内部信息，并充分利用信息进行分析预测。

一般意义上的灰色模型为 GM（$m$，$n$），表示对 $n$ 个变量建立 $m$ 阶微分方程。电力系统是典型的灰色模型，中长期负荷预测常用的是最简单的灰色时间序列模型 GM（1，1）。

GM（1，1）建模与预测过程如下。

（1）记给定的原始序列为 $X^0=[x^0(1),x^0(2),\cdots,x^0(n)]$。

（2）对原始序列作累加生成

$$x^1(j)=\sum_{i=1}^{j}x^{(0)}(i),\ \ j=1,2,\cdots,n \tag{3-40}$$

显然有

$$x^1(i)-x^1(i-1)=x^0(i)\,,\quad i=1,2,\cdots,n \tag{3-41}$$

（3）建立相应的微分方程为

$$\frac{\mathrm{d}x^{(1)}}{\mathrm{d}t}+ax^1=b \tag{3-42}$$

式中 $a$——发展灰数；

$b$——内生控制灰数。

采用等时距，将式中的微商用差商代替，并用两点的平均值代替 $x^1$，有

$$x^1(i+1)-x^1(i)+0.5[x^1(i+1)+x^1(i)]a=b \tag{3-43}$$

$$i=1,2,\cdots,n-1$$

即

$$b-0.5[x^1(i+1)+x^1(i)]a=x^0(i+1) \tag{3-44}$$

（4）引入向量 $\boldsymbol{Y}=[x^0(2),x^0(3),\cdots,x^0(n)]^{\mathrm{T}}$ 及矩阵

$$\left.\begin{aligned}\boldsymbol{B}&=\begin{bmatrix}-0.5[x^1(1)+x^1(2)] & 1\\ \vdots & \vdots\\ -0.5[x^1(n-1)+x^1(n)] & 1\end{bmatrix}\\ \boldsymbol{P}&=\begin{bmatrix}a\\ b\end{bmatrix}\end{aligned}\right\} \tag{3-45}$$

则残差为 $\boldsymbol{V}=\boldsymbol{Y}-\boldsymbol{B}\cdot\hat{\boldsymbol{P}}$。

显然应使 $\boldsymbol{V}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{V}$ 取极小，由此做参数 $a$、$b$ 最小二乘估计

$$\begin{bmatrix}a\\ b\end{bmatrix}=(\boldsymbol{B}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{B})^{-1}\boldsymbol{B}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{Y} \tag{3-46}$$

（5）得到时间响应函数，预测（拟合）模型为

$$\hat{x}^1(i)=\left[x^0(1)-\frac{b}{a}\right]\mathrm{e}^{-a(i-1)}+\frac{b}{a},i\geqslant 1 \tag{3-47}$$

据此，可得 $i\geqslant n+1$ 时的预测值 $\hat{x}^1(i)$。

（6）累减还原

$$\hat{x}^0(i)=\hat{x}^1(i)-\hat{x}^1(i-1),i\geqslant 2 \tag{3-48}$$

$$\hat{x}^0(1)=\hat{x}^1(1)=x^0(1),i\geqslant 2 \tag{3-49}$$

至此，得到原始序列 $x^0(i)(i=1,2,\cdots,n)$ 的历史拟合值 $\hat{x}^0(i)(i=1,2,\cdots,n)$ 及未来预测值 $\hat{x}^0(i)(i\geqslant n+1)$。

建立 GM（1，1）模型一般要通过一系列检验，如果建立的模型不合格或者精度不理想，则要对模型进行残差修正。

灰色模型的精度检验通常有残差检验、关联度检验和后延差检验三种形式，而预测值的精度则以推算预测值的均方差作为判定依据。

6. 平均增长率法

平均增长率法利用负荷时间序列数据求出平均增长率，再假定在预测水平年（季、月等），负荷仍按这样一个平均增长率向前发展变化，从而得出时间序列以后各期的负荷预测值。

（三）其他方法

1. 组合预测法

电力负荷预测方法很多，每一种预测模型和预测方法都有其适用范围，很难适用于所有情况。组合预测方法是将多种预测方法所得的预测结果，选取适当的权重进行加权平均的一种预测方法。组合预测方法的主要问题是确定预测权重，即权重系数，其取决于单项模型在组合预测中的地位或比重。

组合预测法分为定权重组合预测法和变权重组合预测法，定权重组合预测法还可以细化为等权平均组合预测法、方差——协方差优选组合预测法、最小方差法和递归等权法。

2. 专家预测法

专家预测法主要是召集对电力负荷预测问题具有专家级水平的人员构成专家组成员，依靠专家组成员的判断，对某一地区、某一时期的用电水平等给出一个方向性的结论，提出未来一年或几年全国或地区用电量水平的预测等，通过汇集专家组意见，用统计分析的方法进行处理，最终得出预测结果。

3. 马尔可夫预测法

马尔可夫预测法将时间序列看作一个随机过程，通过对事物不同状态的初始概率和状态之间转移概率的研究，确定状态变化趋势，以预测事物的未来。

（1）一重链状相关预测。对于时间序列 $y_t$，若其在 $t=k+1$ 时取值的统计规律与其在 $t=k$ 时的取值有关，而与 $t=k$ 以前的取值无关，则称此序列为一重链状相关事件序列，或称为一重马尔可夫链。

假定目前预测对象处在状态 $E_j$，用 $P_{ij}$（$j$=1，2，…，$n$）描述由目前状态向各个状态转移的可能性，例如，$P_{i1}$ 表示转向状态 $E_1$ 的可能性，$P_{i2}$ 表示转向状态 $E_2$ 的可能性，$P_{in}$ 表示转向状态 $E_n$ 的可能性等。将

$n$ 个状态转移概率按大小排列，可能性大者就是预测的结果，即可以得知预测对象经过一步转移最大可能达到的状态。

（2）模型预测。在实际预测中，往往需要知道经过一段时间后，预测对象可能处于的状态，这就要求利用概率建立一种随机型时序模型进行预测。马尔可夫预测模型可用下式表示

$$\boldsymbol{S}^{(k+1)}=\boldsymbol{S}^{(k)}\boldsymbol{P} \qquad (3\text{-}50)$$

式中　$\boldsymbol{S}^{(k)}$——预测对象在 $t=k$ 时刻的状态向量；

$\boldsymbol{P}$——一步转移概率矩阵。

如果各时段的状态转移概率保持稳定，即 $\boldsymbol{P}$ 恒定，则有

$$\boldsymbol{S}^{(k+1)}=\boldsymbol{S}^{(0)}\boldsymbol{P}^{k+1} \qquad (3\text{-}51)$$

式中　$\boldsymbol{S}^{(0)}$——预测对象的初始状态向量。

由于实际的客观事物很难长期保持同一状态转移概率，故此方法一般适用于有限步的预测。

## 四、最大负荷值预测方法

当已知规划期的负荷用电量后，一般可用最大负荷利用小时数法等预测最大负荷值。

（一）最大负荷利用小时数法

按最大负荷利用小时数法预测规划期的最大负荷的计算公式为

$$P_{\max}=\frac{E}{T_{\max}} \qquad (3\text{-}52)$$

式中　$P_{\max}$——预期最大负荷；

$E$——预期用电量；

$T_{\max}$——年最大负荷利用小时数。

各电力系统的年最大负荷利用小时数可以根据历史统计资料及今后用电结构变化情况分析确定。

（二）综合用电指标法

综合用电指标法是根据所预测区域的各类规划用地面积和选取的各类用地的综合用电指标、并考虑一定的需用系数和负荷同时率来预测负荷需求的方法，该方法需首先获取预测区域的详细用地情况，关键是各类用地的综合用电指标的选取。计算公式为

$$P=K\sum_{i=1}^{n}S_iP_ik_i \qquad (3\text{-}53)$$

式中　$P$——预测的负荷值；

$S_i$——各功能区面积；

$P_i$——各功能区的负荷密度；

$n$——计算的用地类别的种类数；

$k_i$——各功能区需用系数；

$K$——负荷同时率。

需用系数 $k_i$ 是一个综合系数，表示用电设备组投入运行时，从电力系统实际取用的最大功率与用电设备额定功率之比，也称需用率。需用系数应根据历史实际情况，并参考一些资料得到。负荷同时率应根据各地区电网负荷具体情况确定，但均应小于 1。

应用综合用电指标法应注意各类用地的划分，且各类用地的综合用电指标的选用要合理，能反映预测期的实际情况和用电水平，主要是参照所在城市各类建筑用地单位面积负荷指标的现状资料和地方现行采用的标准或经验数据，也可参照电力系统的相关规范。该方法适用于预测新规划的产业开发区和经济开发区等，可以结合产业布局等预测开发区内各地块负荷，最终预测整个开发区的负荷，为开发区的电力发展规划提供参考。

表 3-5 给出了部分用地综合用电指标，供预测参考。

表 3-5　我国各类用地综合用电指标

| 用地分类 | 建筑分类 | 代码 | 综合用电指标（W/m²） | 需用系数 |
|---|---|---|---|---|
| 居住用地 R | 一类：高级住宅、别墅 | R1 | 60～80 | 0.35～0.5 |
| | 二类：中级住宅 | R2 | 50～70 | |
| | 三类：普通住宅 | R3 | 30～50 | |
| 公共设施用地 C | 行政、办公 | C1 | 50～80 | 0.7～0.8 |
| | 商业、金融、服务业 | C2 | 60～150 | 0.8～0.9 |
| | 文化、娱乐 | C3 | 50～100 | 0.7～0.8 |
| | 体育 | C4 | 30～80 | 0.6～0.7 |
| | 医疗卫生 | C5 | 50～80 | 0.5～0.65 |
| | 科教 | C6 | 45～80 | 0.8～0.9 |
| 工业用地 M | 一类工业用地 | M1 | 30～50 | 0.3～0.4 |
| | 二类工业用地 | M2 | 40～60 | 0.3～0.45 |
| | 三类工业用地 | M3 | 50～70 | 0.35～0.5 |

续表

| 用地分类 | 建筑分类 | 代码 | 综合用电指标（W/m²） | 需用系数 |
|---|---|---|---|---|
| 仓储用地 W | 普通仓储 | W1 | 5～10 | |
| 对外交通用地 T | 铁路、公路站房 | T1、T2 | 25～50 | 0.7～0.8 |
| | 机场用地 | T4 | 40～80 | 0.8～0.9 |
| 道路广场用地 S | 道路用地 | S1 | 0.01～0.02 | |
| | 广场用地 | S2 | 0.05～0.15 | |
| | 社会停车场用地 | S3 | 0.03～0.08 | |
| 市政设施 U | 水、电、燃气、供热设施用地 | U1 | 0.8～2 | 0.6～0.7 |
| | 交通设施用地 | U2 | | |
| | 邮电设施用地 | U3 | | |
| | 环卫设施用地 | U4 | | |

（三）年负荷率法

最大负荷可用下式计算

$$P_{\max}=\frac{E}{\bar{\gamma}\,\bar{\sigma}\rho\times 8760} \tag{3-54}$$

式中　$P_{\max}$——最大负荷；

$\bar{\gamma}$——年平均日负荷率；

$\bar{\sigma}$——年平均月不平衡负荷率；

$\rho$——季不平衡负荷率。

用该方法预测最大负荷时，需要对预测期的负荷曲线或负荷曲线特性指标进行预测，工作量大且复杂。

## 五、结果表述

电力负荷预测是电力系统规划设计的基础，预测结果是研究系统规划方案的重要依据。一般情况，预测结果需列出设计水平年、设计水平年以前的逐年和展望年的预测结果。对于省级及以上电网列出全社会用电量和最大负荷的预测结果，分别给出高、中、低三个预测方案。地市级电网仅需列出供电量和供电负荷的预测结果。预测结果需满足用电量、最大负荷与最大负荷利用小时数的相互关系。

现以某个区域为例，列出负荷预测结果的参考格式，详见表 3-6～表 3-10。

表 3-6　某区域（省）全社会用电量预测结果

| 项目 | ××年 | ××年 | …… | 设计水平年 | ××年 |
|---|---|---|---|---|---|
| 高方案 | | | | | |
| 中方案 | | | | | |
| 低方案 | | | | | |

表 3-7　某区域（省）最大负荷预测结果

| 项目 | ××年 | ××年 | …… | 设计水平年 | ××年 |
|---|---|---|---|---|---|
| 高方案 | | | | | |
| 中方案 | | | | | |
| 低方案 | | | | | |

表 3-8　某省供电量预测结果

| 项目 | ××年 | ××年 | …… | 设计水平年 | ××年 |
|---|---|---|---|---|---|
| 某省供电量 | | | | | |
| ××市（地区） | | | | | |
| ××市（地区） | | | | | |
| ⋮ | | | | | |
| ××市（地区） | | | | | |

表 3-9　某省供电负荷预测结果

| 项目 | ××年 | ××年 | …… | 设计水平年 | ××年 |
|---|---|---|---|---|---|
| 某省供电负荷 | | | | | |
| ××市（地区） | | | | | |
| ××市（地区） | | | | | |
| ⋮ | | | | | |
| ××市（地区） | | | | | |
| 同时率 | | | | | |

表 3-10　某市（地区）供电负荷预测结果

| 项目 | ××年 | ××年 | …… | 设计水平年 | ××年 |
|---|---|---|---|---|---|
| 某市（地区）供电负荷 | | | | | |

续表

| 项目 | ××年 | ××年 | …… | 设计水平年 | ××年 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ××变电站 | | | | | |
| ××变电站 | | | | | |
| ⋮ | | | | | |
| ××变电站 | | | | | |
| 同时率 | | | | | |

对于不同的电力系统规划设计内容和设计范围，可以视需要增加或删减以上表述内容。

## 第三节　电力负荷特性

### 一、日负荷特性指标

日负荷特性指标主要有日负荷率、日最小负荷率等。

（一）日负荷率

日负荷率一般用$\gamma$表示，是日平均负荷与同日最大负荷的比值，表示负荷在一天内的变化程度。$\gamma$值越大，表示负荷波动越小，其表达式为

$$\gamma=\frac{P_{d\cdot av}}{P_{d\cdot max}} \tag{3-55}$$

式中　$P_{d\cdot av}$——日平均负荷；

$P_{d\cdot max}$——日最大负荷。

对全年来说，年平均日负荷率一般用$\bar{\gamma}$表示，一般取1年内12个月各月最大负荷日的平均负荷之和与各月最大负荷日最大负荷之和之比，表达式为

$$\bar{\gamma}=\frac{\sum_{1}^{12}P_{d\cdot av}^{(i)}}{\sum_{1}^{12}P_{d\cdot max}^{(i)}} \tag{3-56}$$

式中　$P_{d\cdot av}^{(i)}$——第$i$月最大负荷日的日平均负荷；

$P_{d\cdot max}^{(i)}$——第$i$月最大负荷日的最大负荷。

（二）日最小负荷率

日最小负荷率一般用$\beta$表示，是日最小负荷与同日最大负荷的比值，表示负荷在一天内的变化幅度。$\beta$值越大，表示负荷变化幅度越小，其表达式为

$$\beta=\frac{P_{d\cdot min}}{P_{d\cdot max}} \tag{3-57}$$

式中　$P_{d\cdot min}$——日最小负荷。

对全年来说，年平均最小负荷率一般用$\bar{\beta}$表示，一般取1年内12个月各月最大负荷日的最小负荷之和与各月最大负荷日最大负荷之和之比，表达式为

$$\bar{\beta}=\frac{\sum_{1}^{12}P_{d\cdot min}^{(i)}}{\sum_{1}^{12}P_{d\cdot max}^{(i)}} \tag{3-58}$$

式中　$P_{d\cdot min}^{(i)}$——第$i$月最大负荷日的最小负荷。

$\gamma$、$\beta$值的大小与用电结构关系密切，通常情况下，$\beta<\gamma<1$。连续性生产的工业用电，如冶金、石油、石化工业用电比重越大，$\gamma$、$\beta$值也越大。若系统中第三产业及居民生活用电比重很大，则$\gamma$、$\beta$值较小。农业用电一年内$\gamma$值变化较大，排灌季节$\gamma$值较大，非排灌季节$\gamma$值很小。若将电力系统负荷进行削峰填谷，则$\beta$值也较大。

### 二、年负荷特性指标

年负荷特性指标主要有月不平衡负荷率、季不平衡负荷率、年负荷率和年最大负荷利用小时数等。

（一）月不平衡负荷率

月不平衡负荷率一般用$\sigma$表示，指该月的平均负荷与月内最大负荷日平均负荷的比值，表示月内负荷变化的不均衡性，其表达式为

$$\sigma=\frac{P_{m\cdot av}^{(i)}}{P_{d\cdot av}^{(i)}} \tag{3-59}$$

式中　$P_{m\cdot av}^{(i)}$——第$i$月平均负荷。

1年内12个月各月平均负荷之和与各月最大负荷日平均负荷之和的比值，即年平均月负荷率，其表达式为

$$\bar{\sigma}=\frac{\sum_{1}^{12}P_{m\cdot av}^{(i)}}{\sum_{1}^{12}P_{d\cdot av}^{(i)}} \tag{3-60}$$

月不平衡负荷率是由月、周内用户的厂休、设备小修、生产作业顺序等不平衡性引起的。此外，在很大程度上还受负荷调整的影响。

（二）季不平衡负荷率

季不平衡负荷率一般用$\rho$表示，指全年各月最大负荷平均值与年最大负荷的比值，表示一年内月最大负荷变化的不均衡性，其表达式为

$$\rho=\frac{\sum_{1}^{12}P_{m\cdot max}^{(i)}}{12P_{max}} \tag{3-61}$$

式中　$P_{max}$——年最大负荷值。

季不平衡负荷率是当年季节变化引起的负荷变化，是由季节性用电比重、用户设备大修以及负荷的年增长所引起的。

（三）年最大负荷利用小时数

年最大负荷利用小时数一般用$T_{max}$表示，指年发电量除以该年最大负荷，用以说明一年内负荷变化的平复程度，其表达式为

$$T_{max}=\frac{E}{P_{max}} \tag{3-62}$$

（四）年负荷率

年负荷率一般用$\delta$表示，指年平均负荷与年最大负荷的比值，即

$$\delta=\frac{P_{av}}{P_{max}}=\frac{T_{max}}{8760}=\bar{\gamma}\bar{\sigma}\rho \tag{3-63}$$

式中　$P_{av}$——年平均负荷，等于年电量除以8760。

（五）负荷静态下降系数

负荷静态下降系数一般用$K_j$表示，指不考虑负荷在一个年度内的增长时，负荷由于季节性自然下降的情况，其表达式为

$$K_j=\frac{P'_{n\cdot max}}{P_{n\cdot max}} \tag{3-64}$$

式中　$P'_{n\cdot max}$——静态最小负荷月的最大负荷；

$P_{n\cdot max}$——静态年最大负荷。

电力负荷的特性指标与用电构成、生产工艺、季节影响、作息制度和需求侧管理等因素有关。不同系统、不同行业的负荷特性指标是不一样的，表3-11列举了各主要行业电力负荷典型负荷特性指标，供参考。

表3-11　各主要行业电力负荷典型负荷特性指标

| 行业名称 | 日负荷率$\gamma$ | | 日最小负荷率$\beta$ | | 月不平衡负荷率$\sigma$ | 负荷静态下降系数$K_j$ | 最大负荷利用小时数$T_{max}$（h） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 冬 | 夏 | 冬 | 夏 | | | |
| 煤炭工业 | 0.835 | 0.796 | 0.600 | 0.612 | 0.860 | 0.980 | 6000 |
| 石油工业 | 0.945 | 0.940 | 0.890 | 0.890 | 0.910 | 1.000 | 7000 |
| 黑色金属工业 | 0.860 | 0.856 | 0.700 | 0.700 | 0.880 | 0.960 | 6500 |
| 铁合金工业 | 0.950 | 0.965 | 0.890 | 0.910 | 0.930 | 0.980 | 7700 |
| 有色金属采选业 | 0.780 | 0.795 | 0.550 | 0.574 | 0.860 | 0.960 | 5800 |
| 有色金属冶炼业 | 0.946 | 0.943 | 0.890 | 0.890 | 0.910 | 1.000 | 7500 |
| 电铝业 | 0.990 | 0.988 | 0.980 | 0.980 | 0.940 | 1.000 | 8200 |
| 机械制造业 | 0.660 | 0.675 | 0.400 | 0.445 | 0.900 | 0.910 | 5000 |
| 化学工业 | 0.940 | 0.960 | 0.900 | 0.895 | 0.900 | 0.960 | 7300 |
| 建筑材料业 | 0.860 | 0.847 | 0.680 | 0.680 | 0.860 | 1.000 | 6500 |
| 造纸业 | 0.880 | 0.900 | 0.680 | 0.700 | 0.860 | 0.960 | 6500 |
| 纺织业 | 0.810 | 0.830 | 0.600 | 0.630 | 0.860 | 0.950 | 6000 |
| 食品工业 | 0.628 | 0.653 | 0.500 | 0.266 | 0.860 | 0.940 | 4500 |
| 其他工业 | 0.610 | 0.595 | 0.200 | 0.250 | 0.860 | 0.800 | 4000 |
| 交通运输业 | 0.387 | 0.356 | 0.100 | 0.100 | 0.970 | 1.000 | 3000 |
| 电气化铁道 | 0.700 | 0.700 | 0.400 | 0.400 | 0.980 | 1.000 | 6000 |
| 城市生活用电 | 0.382 | 0.324 | 0.150 | 0.143 | 0.950 | 0.700 | 2500 |
| 上、下水道 | 0.766 | 0.795 | 0.570 | 0.490 | 0.970 | 1.160 | 5500 |
| 农业排灌 | 0.110 | 0.925 | 0.010 | 0.300 | — | 5.000 | 2800 |
| 农村工业 | 0.570 | 0.610 | 0.150 | 0.215 | 0.800 | 0.700 | 3500 |
| 农村照明 | 0.250 | 0.225 | 0.500 | 0.071 | 0.900 | 0.700 | 1500 |
| 原子能工业 | 0.970 | 0.980 | 0.940 | 0.940 | 0.950 | 0.920 | 7800 |

## 第四节　电力负荷曲线编制

### 一、电力负荷曲线的分类

电力负荷曲线是电力系统中负荷数值随时间而变化的特性曲线，可分为日、周、年负荷曲线和年持续负荷曲线。在电力系统规划设计中，负荷曲线是进行电力电量平衡、分析电厂运行方式、研究调峰问题及装机的利用程度、确定区域间电力电量交换和可靠性计算及电源优化的基础资料。

（一）日负荷曲线

日负荷曲线表示负荷数值在一昼夜0～24h内的变化情况，在电力系统规划设计中常用典型日负荷曲

线，如图 3-4 所示。在日负荷曲线上，平均负荷值 $P_{av}$ 以上部分称为尖峰负荷，最小负荷 $P_{min}$ 以下的部分称为基荷，平均负荷与最小负荷之间的部分称为中间负荷（腰荷）。日负荷曲线在电源规划中主要用于研究电力系统的经济运行、调峰措施、电源优化等。在规划水电站建设时，利用日负荷曲线和日电量累积曲线可确定水电站的工作容量。

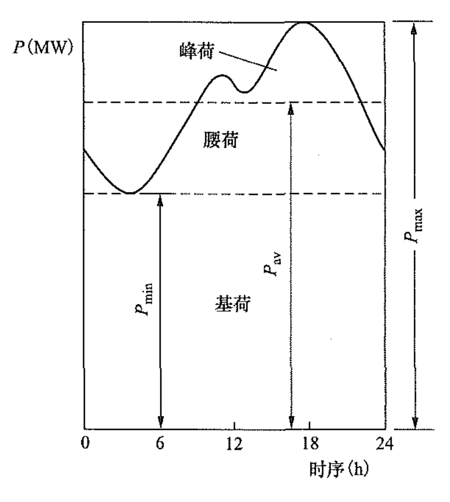



图 3-4　日负荷曲线

一般来说，日负荷的变化是有规律的，我国各电力系统低谷负荷和高峰负荷出现的时间差别不大。日最低负荷出现在 4:00 左右，而日尖峰负荷出现在 18:00～21:00，14:00 左右往往也有一次负荷降低，而 10:00 左右又有一个高峰。随着用电构成的变化，特别是空调负荷的急剧增大，夏季日负荷曲线的日高峰与晚高峰十分接近。从高峰负荷出现的时间来看，夏季晚高峰出现的时间要比冬季晚高峰出现的时间推迟 2～3h。

### （二）周负荷曲线

周负荷曲线表示一周内每天最大负荷的变化情况，如图 3-5 所示。周负荷曲线主要根据实际系统统计资料，经分析整理而成，常用于可靠性计算和电源优化计算。

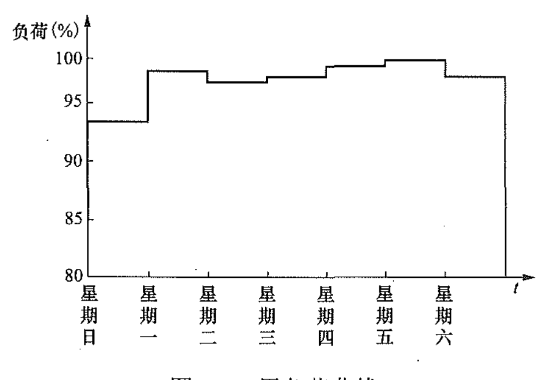



图 3-5　周负荷曲线

### （三）年负荷曲线

年负荷曲线表示一年内各月最大负荷的变化情况。年负荷曲线主要用来制订电力系统发电设备检修计划。在水电厂占比较大的电力系统中，利用年负荷曲线来进行逐月的电力电量平衡。年负荷曲线可分为静态年负荷曲线和动态年负荷曲线两种。静态年负荷曲线假设一个年度内最大负荷没有增长，只是由于季节原因某些季节负荷略有减少或增加。动态年负荷曲线考虑了年度内负荷的增长，年终负荷大于年初负荷，更符合实际。

在防洪、灌溉及空调等占比较小的电力系统中，最大负荷出现在冬季，年负荷曲线如图 3-6（a）所示。在防洪、灌溉及空调等占比较大的电力系统中，年最大负荷出现在夏季，年负荷曲线如图 3-6（b）所示。

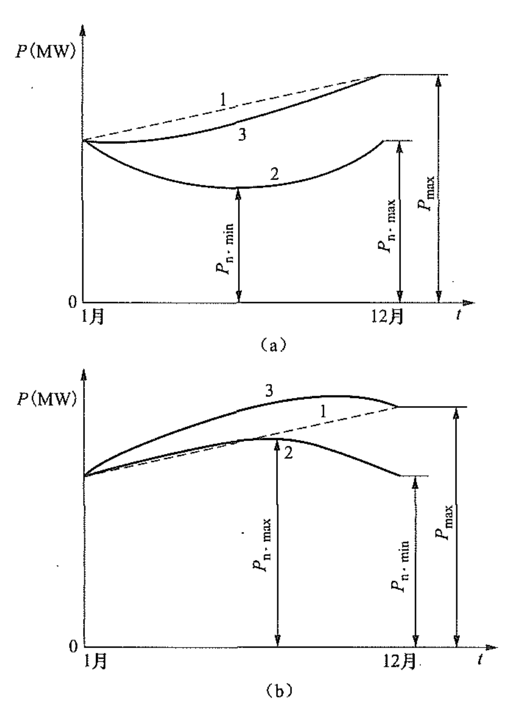



图 3-6　年负荷曲线

（a）防洪灌溉及空调占比较小的电力系统；（b）防洪灌溉及空调占比较大的电力系统

1—年增长曲线；2—静态年负荷曲线；3—动态年负荷曲线

### （四）持续负荷曲线

持续负荷曲线是表示负荷与其持续时间关系的曲线，与前述负荷曲线不同，它不表示负荷随时间的变化情况。持续负荷曲线一般分为日持续负荷曲线和年持续负荷曲线。

日持续负荷曲线表示一日内负荷与其持续时间的关系曲线，图 3-7 为日负荷持续曲线的一般形式。该曲线的弯曲程度主要与日负荷率 $\gamma$ 有关，$\gamma$ 值越大，日持续负荷曲线越接近于一条直线，统计资料证明，当电力系统的 $\gamma$ 超过 0.85 时，可近似地用一条直线来表示电力系统的日持续负荷曲线。

年持续负荷曲线表示一年内负荷与其持续时间的关系曲线，图 3-8 为年负荷持续曲线的一般形式。日负荷率 $\gamma$ 值越大，或年最大负荷利用小时数 $T_{max}$ 越大，

则年持续负荷曲线越接近直线。在远景规划中，常常近似地用一条直线来表示电力系统的年持续负荷曲线。该曲线可算出系统全年的电量，常用于编制电力系统的发电计划和进行可靠性估算。

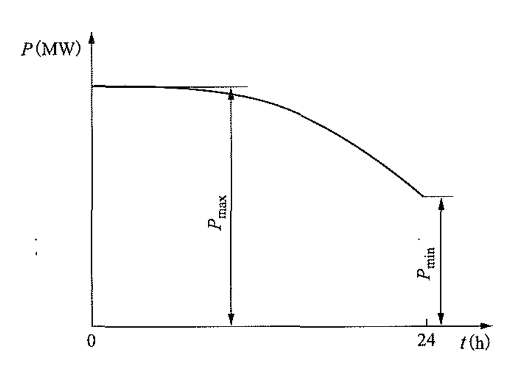



图 3-7 日持续负荷曲线的一般形式

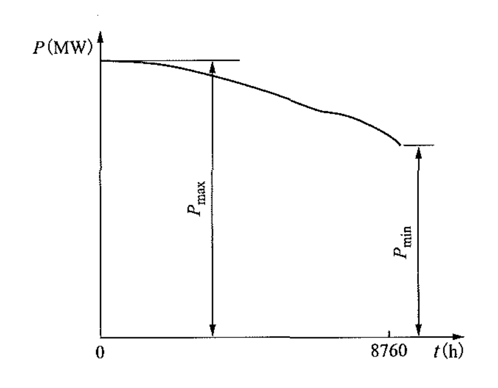



图 3-8 年持续负荷曲线的一般形式

（五）电量累积曲线

电量累积曲线是表示电力负荷与其累积电量间关系的曲线，主要用于电量平衡及确定各种发电厂和发电机组的电量分配。尤其在确定水电站的工作容量时，电力系统电量累积曲线有重要意义，一般分为日电量累积曲线和年电量累积曲线。

1. 日电量累积曲线

日电量累积曲线表示日内负荷与其累积电量间的关系。日电量累积曲线一般形式如图 3-9 中曲线 0*ab* 所示，0*a* 段为直线，表示日内基荷与其累积电量间的线性关系；*ab* 线段为曲线，表示超过基荷的负荷与其累积电量间的关系，不是线性关系。曲线 *ab* 的形状与日负荷率 $\gamma$ 的大小有密切的关系，日负荷率 $\gamma$ 值越高，*ab* 曲线就越接近于直线。

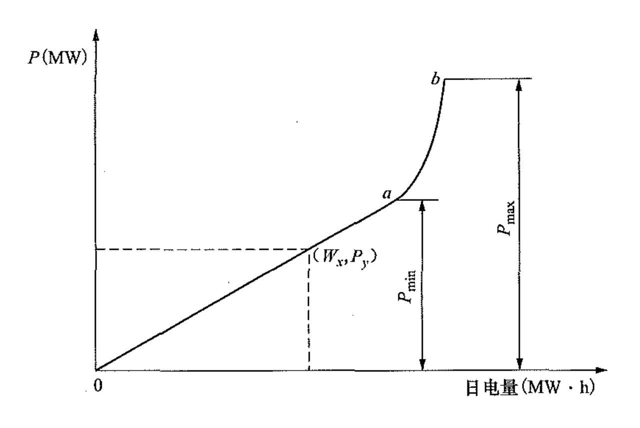



图 3-9 日电量累积曲线的一般形式

2. 年电量累积曲线

年电量累积曲线是表示年内负荷与其累积电量间的关系曲线，其一般形式如图 3-10 中 0*ab* 曲线所示。0*a* 为直线，这是因为全年负荷均大于最小负荷；*ab* 段为曲线，表示年内最小负荷之上的负荷与累积电量间的关系，年负荷率$\delta$越高，*ab* 段越接近于直线。

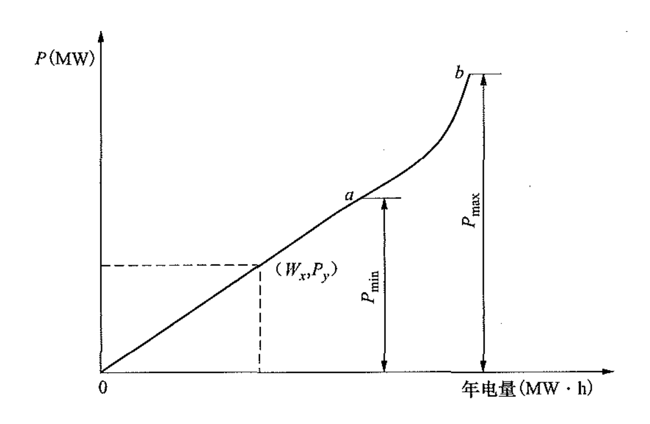



图 3-10 年电量累积曲线的一般形式

图 3-9 和图 3-10 曲线上任一点（$W_x$，$P_y$）的含义是：小于等于负荷 $P_y$ 所累积的电量为 $W_x$。图 3-9 日电量累积曲线上日最大负荷 $P_{max}$ 对应全日电量，图 3-10 年电量累积曲线上最大负荷 $P_{max}$ 对应全年电量。

## 二、电力负荷曲线编制方法

（一）日负荷曲线编制方法

在电力系统规划设计中，日负荷曲线常用历史负荷曲线修改法、用户负荷曲线叠加法、典型系统法三种方法编制。

1. 历史负荷曲线修改法

在实际日负荷曲线基础上，按远景负荷结构的变化进行修改，可以得到日负荷曲线。

2. 用户负荷曲线叠加法

将各类负荷的日负荷曲线按设计水平年负荷的大小叠加而成系统的日负荷曲线。

3. 典型系统法

根据设计水平年各类负荷用电比重，套用负荷结构相近的典型日负荷曲线。可按照其他电力系统的负荷曲线修改而成典型负荷曲线，也可根据各类负荷的典型负荷曲线叠加后修改而成。

不同电力系统、不同地区有不同的日负荷曲线，不同行业的日负荷曲线也各不相同。表 3-12 为各行业电力负荷的典型日负荷曲线资料，表 3-13 为各工业比重下系统负荷曲线资料，供参考。

**表 3-12**　　各行业电力负荷的典型日负荷曲线　　（%）

| 用户 | 季节 | 时间 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| 煤炭工业 | 冬 | 89 | 90 | 91 | 83 | 93 | 98 | 99 | 72 | 94 | 98 | 100 | 96 | 84 | 91 | 93 | 72 | 88 | 94 | 96 | 96 | 83 | 91 | 91 | 71 |
| | 夏 | 89 | 90 | 91 | 83 | 90 | 95 | 98 | 72 | 94 | 98 | 100 | 96 | 84 | 91 | 93 | 72 | 85 | 91 | 92 | 92 | 83 | 91 | 91 | 71 |
| 黑色冶金工业 | 冬 | 85 | 85 | 90 | 87 | 84 | 84 | 87 | 90 | 100 | 95 | 92 | 85 | 95 | 95 | 92 | 80 | 97 | 97 | 87 | 96 | 96 | 96 | 80 | 80 |
| | 夏 | 79 | 79 | 78 | 70 | 78 | 78 | 75 | 71 | 94 | 94 | 92 | 85 | 95 | 95 | 92 | 74 | 94 | 94 | 82 | 94 | 95 | 95 | 86 | 80 |
| 有色冶金工业 | 冬 | 89 | 89 | 89 | 89 | 89 | 89 | 93 | 97 | 97 | 100 | 100 | 98 | 93 | 97 | 98 | 100 | 94 | 96 | 98 | 98 | 96 | 96 | 93 | 91 |
| | 夏 | 89 | 89 | 89 | 89 | 89 | 87 | 91 | 97 | 97 | 100 | 100 | 98 | 93 | 97 | 96 | 100 | 94 | 96 | 96 | 96 | 96 | 96 | 93 | 91 |
| 机械工业 | 冬 | 50 | 45 | 40 | 40 | 45 | 55 | 67 | 94 | 93 | 100 | 90 | 60 | 83 | 92 | 90 | 77 | 55 | 63 | 75 | 85 | 80 | 77 | 75 | 70 |
| | 夏 | 50 | 45 | 40 | 40 | 40 | 45 | 63 | 89 | 97 | 100 | 90 | 60 | 83 | 92 | 94 | 77 | 54 | 58 | 67 | 77 | 77 | 73 | 75 | 70 |
| 化学工业 | 冬 | 85 | 85 | 85 | 80 | 85 | 85 | 84 | 97 | 100 | 95 | 95 | 84 | 95 | 95 | 98 | 92 | 96 | 91 | 91 | 91 | 80 | 87 | 86 | 85 |
| | 夏 | 85 | 85 | 85 | 80 | 82 | 82 | 82 | 93 | 95 | 95 | 95 | 84 | 95 | 95 | 95 | 82 | 86 | 87 | 87 | 87 | 87 | 80 | 86 | 85 |
| 建筑材料工业 | 冬 | 83 | 80 | 80 | 80 | 80 | 88 | 95 | 97 | 97 | 100 | 99 | 83 | 94 | 93 | 91 | 88 | 82 | 88 | 93 | 90 | 90 | 88 | 85 | 83 |
| | 夏 | 83 | 80 | 76 | 74 | 74 | 80 | 91 | 97 | 97 | 100 | 99 | 83 | 94 | 93 | 91 | 88 | 82 | 82 | 88 | 88 | 88 | 88 | 85 | 83 |
| 纺织工业 | 冬 | 75 | 60 | 55 | 55 | 64 | 80 | 80 | 100 | 100 | 90 | 82 | 80 | 84 | 97 | 97 | 95 | 80 | 90 | 90 | 90 | 90 | 80 | 85 | 85 |
| | 夏 | 75 | 60 | 55 | 50 | 60 | 75 | 75 | 93 | 93 | 90 | 82 | 80 | 84 | 77 | 77 | 95 | 80 | 84 | 84 | 84 | 84 | 75 | 75 | 85 |
| 造纸工业 | 冬 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 86 | 95 | 94 | 94 | 89 | 91 | 91 | 93 | 93 | 95 | 95 | 100 | 98 | 92 | 92 | 92 | 90 |
| | 夏 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 76 | 85 | 90 | 95 | 94 | 94 | 89 | 91 | 91 | 93 | 93 | 94 | 91 | 95 | 94 | 92 | 92 | 92 | 80 |
| 食品工业 | 冬 | 65 | 60 | 60 | 60 | 65 | 75 | 85 | 90 | 98 | 100 | 98 | 80 | 95 | 97 | 95 | 88 | 90 | 92 | 92 | 87 | 92 | 92 | 90 | 80 |
| | 夏 | 65 | 60 | 60 | 60 | 65 | 73 | 80 | 90 | 98 | 100 | 98 | 80 | 95 | 97 | 95 | 85 | 85 | 85 | 87 | 85 | 92 | 92 | 90 | 80 |
| 石油工业 | 冬 | 94 | 94 | 94 | 94 | 94 | 94 | 93 | 96 | 96 | 96 | 95 | 93 | 90 | 95 | 93 | 89 | 89 | 98 | 100 | 100 | 100 | 99 | 96 | 95 |
| | 夏 | 94 | 94 | 94 | 94 | 92 | 92 | 93 | 96 | 96 | 96 | 95 | 93 | 90 | 95 | 93 | 89 | 89 | 95 | 97 | 100 | 100 | 99 | 96 | 95 |
| 其他工业 | 冬 | 21 | 20 | 20 | 20 | 25 | 35 | 45 | 67 | 93 | 97 | 100 | 93 | 63 | 75 | 90 | 93 | 87 | 80 | 75 | 72 | 65 | 55 | 40 | 30 |
| | 夏 | 21 | 20 | 20 | 20 | 20 | 27 | 37 | 55 | 65 | 72 | 80 | 75 | 50 | 55 | 65 | 75 | 70 | 65 | 55 | 52 | 45 | 40 | 33 | 25 |
| 电气化铁道 | 冬 | 85 | 66 | 100 | 84 | 60 | 91 | 76 | 86 | 100 | 85 | 60 | 92 | 85 | 87 | 78 | 93 | 100 | 90 | 75 | 91 | 86 | 83 | 75 | 75 |
| | 夏 | 85 | 66 | 100 | 84 | 60 | 86 | 72 | 84 | 97 | 85 | 60 | 92 | 85 | 87 | 78 | 90 | 95 | 96 | 75 | 98 | 86 | 83 | 75 | 75 |
| 市政生活 | 冬 | 30 | 25 | 25 | 23 | 25 | 34 | 48 | 37 | 32 | 28 | 28 | 25 | 23 | 20 | 20 | 25 | 31 | 80 | 100 | 96 | 88 | 77 | 57 | 35 |
| | 夏 | 30 | 22 | 22 | 22 | 21 | 23 | 25 | 27 | 27 | 27 | 25 | 22 | 20 | 17 | 17 | 21 | 25 | 26 | 27 | 40 | 70 | 60 | 45 | 30 |
| 农业用电 | 冬 | 36 | 31 | 36 | 37 | 38 | 40 | 87 | 96 | 94 | 96 | 50 | 42 | 58 | 90 | 91 | 92 | 89 | 86 | 100 | 88 | 72 | 48 | 40 | 35 |
| | 夏 | 24 | 20 | 25 | 31 | 29 | 28 | 66 | 73 | 73 | 77 | 34 | 28 | 41 | 70 | 71 | 71 | 69 | 54 | 69 | 71 | 65 | 37 | 29 | 20 |

**表 3-13**　　各工业比重下系统负荷曲线　　（%）

| 工业比例 | 季节 | 时间 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| 95 | 冬 | 89 | 86 | 84 | 82 | 85 | 87 | 88 | 91 | 97 | 99 | 94 | 86 | 94 | 97 | 95 | 94 | 98 | 99 | 100 | 99 | 95 | 94 | 92 | 90 |
| | 夏 | 90 | 90 | 89 | 84 | 85 | 85 | 85 | 90 | 99 | 100 | 96 | 91 | 95 | 98 | 97 | 95 | 93 | 92 | 96 | 97 | 98 | 95 | 94 | 91 |
| 90 | 冬 | 85 | 84 | 83 | 83 | 82 | 84 | 85 | 87 | 92 | 94 | 88 | 83 | 89 | 92 | 90 | 89 | 97 | 99 | 100 | 98 | 95 | 92 | 90 | 86 |
| | 夏 | 87 | 86 | 85 | 85 | 83 | 83 | 83 | 87 | 96 | 98 | 94 | 89 | 92 | 96 | 96 | 92 | 91 | 90 | 95 | 98 | 100 | 98 | 93 | 90 |

续表

| 工业比例 | 季节 | 时间 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| 85 | 冬 | 80 | 77 | 78 | 78 | 78 | 81 | 82 | 83 | 88 | 90 | 85 | 77 | 86 | 89 | 88 | 88 | 96 | 98 | 100 | 98 | 94 | 91 | 86 | 81 |
| | 夏 | 84 | 83 | 81 | 81 | 79 | 79 | 80 | 83 | 93 | 94 | 92 | 86 | 88 | 92 | 92 | 89 | 88 | 87 | 93 | 97 | 100 | 97 | 91 | 85 |
| 80 | 冬 | 75 | 73 | 72 | 72 | 76 | 80 | 79 | 80 | 83 | 86 | 81 | 74 | 82 | 85 | 85 | 86 | 95 | 97 | 100 | 97 | 94 | 91 | 87 | 76 |
| | 夏 | 81 | 78 | 77 | 77 | 76 | 76 | 77 | 84 | 90 | 91 | 89 | 83 | 85 | 88 | 89 | 87 | 85 | 84 | 90 | 95 | 100 | 95 | 90 | 82 |
| 75 | 冬 | 72 | 70 | 69 | 69 | 72 | 77 | 76 | 77 | 83 | 84 | 81 | 73 | 81 | 83 | 84 | 86 | 94 | 97 | 100 | 97 | 90 | 90 | 87 | 74 |
| | 夏 | 77 | 75 | 73 | 73 | 72 | 72 | 73 | 78 | 87 | 89 | 88 | 82 | 83 | 85 | 88 | 86 | 82 | 80 | 86 | 94 | 100 | 94 | 87 | 78 |
| 70 | 冬 | 64 | 63 | 62 | 62 | 65 | 71 | 71 | 73 | 78 | 79 | 75 | 71 | 76 | 79 | 80 | 84 | 95 | 97 | 100 | 95 | 90 | 85 | 85 | 65 |
| | 夏 | 74 | 71 | 68 | 68 | 66 | 66 | 68 | 74 | 85 | 86 | 85 | 80 | 81 | 84 | 85 | 83 | 80 | 78 | 84 | 93 | 100 | 93 | 86 | 75 |

（二）年负荷曲线编制方法

在电力系统规划设计中，年负荷曲线的编制包括以下两种情况：①对季节性生产用电比重小于10%或用电构成比例没有大变化的情况，可仍采用原有年负荷曲线的形状；②对于季节性生产用电比重大于10%或季节性生产用电构成比例有较大的变化，需分别作出连续性生产用电和季节性生产用电的年负荷逐月变化曲线，然后叠加成系统年负荷曲线。

# 第四章

# 电　源　规　划

## 第一节　发电能源开发及利用

能源可划分为一次能源、二次能源。一次能源是以原始状态存在于自然界，可以直接使用的能源，如原煤、原油、天然气、生物质能、水能、核燃料及太阳能、风能、地热能、潮汐能等；二次能源是一次能源经过加工，转换为另一种形态的能源，如电力、焦炭、煤气、蒸汽、热水等。一次能源根据其能否循环使用和不断得到补充分为常规能源和可再生能源，常规能源包括原煤、原油、天然气、核燃料等；可再生能源包括水能、生物质能、太阳能、风能、地热能、潮汐能等。

用于发电的一次能源主要有煤、水能、天然气、石油、核能、风能及太阳能等。

燃煤电厂、燃气电站及水电站是主要的发电形式。20 世纪 50 年代，开始出现了核电，以铀的裂变能作为发电能源，通过反应堆，产生蒸汽，推动汽轮发电机，20 世纪八九十年代核能成为重要的发电能源之一。20 世纪末以来，全球面临温室气体排放效应影响，风力发电及太阳能发电得到快速发展，我国风电装机容量及光伏发电装机容量已成为仅次于煤电及水电的主要发电电源。

由于各个国家的资源、经济、地理环境及科学技术等方面的情况不同，发电能源构成有很大差异。澳大利亚、印度、英国和美国等国家的化石能源尤其是煤炭资源有一定的储量和开采量，发电能源构成中火电的比例较大；巴西和加拿大水资源丰富且开发程度较高，发电能源构成中水电的比例较大；法国的发电能源构成中核电的比例较大；日本国内缺乏能源资源，发电用能源主要靠进口，各类能源发电量比较均衡；为应对全球气候变化，一些国家近几年可再生能源发电量及所占比例有较大幅度增加。

我国长期以来，发电能源以煤为主，其次是水能。我国常规能源资源以煤为主的特点，决定了在相当长的时间内以煤为主的电源结构不会有根本的改变。我国水能资源丰富，可开发量居世界首位，水电装机容量居世界首位，但由于资源分布和电力负荷分布的不均衡，客观上限制了水电的发展。中国核电起步较晚，在经济发达的东部沿海地区建设核电站，对缓和东部发达地区的能源供需矛盾和促进经济繁荣有重要意义。在燃油、燃气发电方面，燃油电厂装机容量较小，随着页岩气商业化开发，全球天然气供应能力增加，燃气—蒸汽联合循环机组的投资相对较少，建设工期短，发电效率高，作为必要的补充电源，承担峰荷和系统备用，可以实现发电能源的优化组合。近几年，风电及光伏发电在我国发展较快，装机容量仅次于煤电和水电，已成为我国主要的发电方式。

### 一、发电能源供应

首先应根据国家能源政策对所研究区域内各种一次能源进行调查，包括本地区一次能源应用及开发现状，本地区水资源、煤炭、油、气、核燃料资源储量、分布、生产能力及开发规划，风能、太阳能、地热能、海洋能资源及利用前景，在此基础上分析能源供应能力，研究一次能源是否能够平衡。若本地区能源资源不足，则应考虑区外送入方式。若本国能源资源缺乏，则需考虑国外能源市场供应条件及价格。如果地区发电能源有多种可能的供应方案，则应进行分析比较，从中优选，以达到既满足能源需求又合理使用发电能源的目的。

火力发电所需的燃料量很大，大量的燃料长距离输送费用很高。在中国，煤电的运输问题一直是个突出的问题，因为中国沿海各省和东北、华中各省普遍都要依靠山西、陕西、内蒙古、宁夏以及新疆能源基地供煤，故可直接在能源基地建设大型坑口电厂，外送电力，但这种方式往往受到基地缺水的限制。还可以通过铁路输出煤炭至负荷地区的电厂，或者由铁路转水运（海运）将煤炭输出至负荷地区的电厂。应根据本地区铁路运输、航运能力及港口码头吞吐能力现状和发展规划，分析提出与资源配套和可用于发电燃料输送的相应运力要求，涉及跨地区燃料输送的，应

分析燃料输出或输入地区的铁路、航运、港口等交通运输条件，必要时对输煤、输电进行经济分析。

输煤、输电都是重要的能源运输方式，两者各具特点，相辅相成，互为补充。输煤方式起运成本高、通道建设难度大、运输过程中能量损耗小，输送距离越长，单位运距成本越低，适合远距离、大规模输送能源。输电方式相对灵活，通道建设相对较容易，但损耗大，随着输电距离的增长，输电能力逐步下降，输电成本会上升，适合中短距离、小规模的能源输送。在对输煤、输电方式分析中，煤发热量大小也是重要约束条件之一，发热量高的煤适合输煤，发热量低的煤适合输电。

## 二、电源开发规模

### （一）火电电源开发规模

火电电源可开发规模主要受燃料供应能力、水资源情况、环保空间等约束，并需有合适的厂址资源及前期工作储备。火电厂按燃料可分为燃煤电厂、燃气电厂。煤炭供应能力是燃煤电厂可开发规模的重要约束条件，需要通过煤炭供需平衡分析确定可支撑的电源规模，燃气电厂要考虑天然气的供应及调峰能力。火电电源发电也需要大量的水，在我国北方，特别是主要产煤区，水资源是限制火电电源开发的重要因素，随着空冷机组的技术进步，其耗水量不断减少。火力发电要排放大量的二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物及粉尘等，目前二氧化硫、氮氧化物及粉尘排放总量指标是主要约束条件，部分地区因环境污染物本底值高，也是限制火电装机的主要因素，长远来看，我国减排温室气体将成为限制火电发展的“天花板”。在某些区域，火电厂的厂址条件及前期工作进度也是火电电源规模的制约因素。

按照全国新建燃煤发电机组平均供电煤耗要求低于300g/（kW·h）（以标准煤计算——每千克含热量7000kcal的燃煤称为标准煤），到2020年现役燃煤发电机组改造后平均供电煤耗低于310g/(kW·h）的标准，火电厂的年煤耗为原煤203万t/GW[厂用电率5%，原煤发热量5000kcal，火电年利用小时数5000h，供电煤耗低于305g/（kW·h)]，每千瓦时原煤煤耗为406g。

按照新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度达到超低排放，即在基准氧含量6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于10、35、50mg/$m^3$，新建百万容量机组的烟尘、二氧化硫、氮氧化物年排放量不超过165、578、825t，每千瓦时排放量不超过0.033、0.116、0.165g。

按照新建燃煤空冷机组设计耗水指标0.08$m^3$/(s·GW)，百万机组年耗水总量不超过144万$m^3$，每千瓦时水耗为288g。

综合水资源、环保空间、煤炭供应及开展前期工作的电源项目，可以确定规划期燃煤火电厂最大可开发规模，见表4-1。

**表4-1　规划期燃煤火电厂最大可开发规模**

| 建设条件 | 水资源 | 环保空间 | 煤炭供应 | 开展前期工作电源容量 |
|---|---|---|---|---|
| 资源能力 | | | | |
| 可支撑装机 | | | | |
| 典型指标（GW·年） | 空冷 144万$m^3$ | 二氧化硫578t 氮氧化物825t | 原煤 203万t | |

注　火电年利用小时数为5000h，原煤发热量为5000kcal。

燃气电厂建设规模同燃煤电厂类似，要考虑天然气供应能力、水资源及环保空间。

### （二）光伏及风力发电开发规模

风电及太阳能发电开发规模按照风电及太阳能发电规划进行，开发规模除受资源条件约束外，还要考虑电力系统的消纳能力约束，新能源弃电率不能过高。

### （三）其他电源开发规模

水电电源的开发一般按照审批的流域规划进行，移民安置及环保是影响水电开发进度的主要因素。另外，随着我国开发条件较好的水电站开发殆尽，水电站开发条件越来越差，距离负荷中心远、电价高、送电成本大，经济性也成为一个约束条件。

我国抽水蓄能电站主要应用于以下三个方面：一是作为调峰电源，在高峰负荷时发电，在低谷负荷时抽水，也可承担系统备用容量，减少常规火电的旋转备用容量；二是配合核电站，在高峰负荷时发电，在低谷负荷时抽水，减少核电机组调峰幅度；三是随着风电、光伏等新能源发电的大规模发展，新能源发电调峰弃电量增加，抽水蓄能电站作为蓄能设备在新能源大发时抽水，在其他时段发电。抽水蓄能电站开发规模要根据抽水蓄能电站选点规划，通过分析在系统中的作用，综合比较确定。

核电电源的开发按照核电发展中长期规划，根据系统负荷增长情况确定开发规模。

# 第二节　发电系统可靠性

发电系统是设想全部发电机组和负荷连接在一条母线上的单接点系统，且电力网绝对可靠、不受容量限制。发电系统的可靠性就是电源对负荷连续供电的保证程度。为了保证发电系统可靠性，电源除了必须有一定的负荷备用容量外，还必须有事故备用容量。

电力平衡中采用的备用容量是一种确定性方法，这种方法从运行经验中总结出来，并一直指导着我国电力系统的规划和运行，但它没有定量地给出发电系统可靠性指标，没有考虑各种类型机组故障率、检修情况不一样等因素对发电系统可靠性的影响。显然，对于同样的负荷需求，故障率高或单机容量大或检修周期长的机组，系统必须为其准备充裕的备用容量。概率评估方法可以科学地考虑影响发电系统可靠性的各种因素，并能给出发电系统可靠性的各种定量指标。

发电系统可靠性取决于系统裕度，而系统裕度取决于既定负荷下系统装机容量。可靠性越高，则用户停电损失费用越少，也就是社会效益损失越少，但系统需要的装机容量越多，支付的费用越多。因此，选择发电系统可靠性标准应当在可靠性与经济性之间做出合理的折中，从而使整个社会效益最大。

最优可靠性指标应以总年费用最小为判据，总年费用包括两部分：一部分为由装机等引起的年费用，包括发电系统投资和年运行维护费；另一部分为未供电量费用，即由于电力供应不足造成的用户停电损失费用。图 4-1 为发电系统可靠性与经济性的关系，随着可靠性指标的减小（可靠性提高），相应的由装机等引起的年费用增大，未供电量费用降低，总年费用出现一个最低点，这一点应为系统最优可靠性指标。

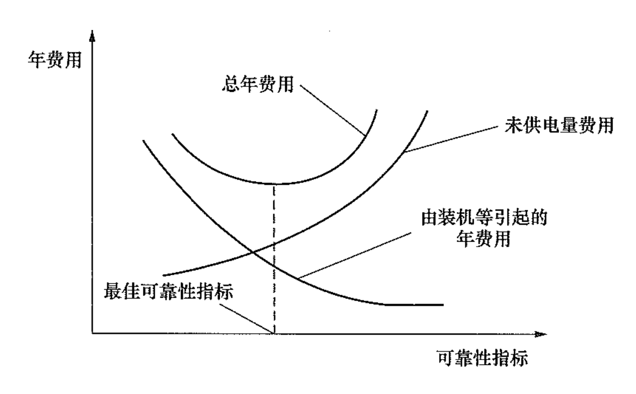



图 4-1 发电系统可靠性与经济性的关系

## 一、可靠性指标

可靠性指标主要有电力不足概率（loss of load probability，LOLP）、电力不足期望值（loss of load expectation，LOLE）、电量不足期望值（expected energy not supplied，EENS）、系统分（system minute，SM）等。

电力不足概率 *LOLP* 是指发电系统裕度小于 0 的概率，其表达式为

$$LOLP=P（X_i<0） \quad (4\text{-}1)$$

电力不足期望值 *LOLE* 是指发电系统裕度小于 0 的时间，其表达式为

$$LOLE=LOLP \cdot T \quad (4\text{-}2)$$

必须注意，计算 *LOLE* 有两种不同的算法，以一年的 365 个日最大负荷组成的曲线进行计算，这样得到的 *LOLE* 的单位为 d/a；用日负荷曲线计算，365 天可以形成 8760h 的负荷曲线，这样得到的 *LOLE* 的单位为 h/a；这两种计算方法的原始条件不同，它们计算出来的可靠性指标不能相互换算。

部分国家推荐的电力不足期望值 *LOLE* 从 0.1d/a 到 6d/a 不等，见表 4-2。

**表 4-2 部分国家推荐的电力不足期望值指标**

| 国家 | 电力不足期望值 *LOLE*（d/a） | 容量裕度（%） |
|---|---|---|
| 巴西 | 2.5 | |
| 加拿大 | 0.1 | 20 |
| 法国 | 0.2 | |
| 爱尔兰共和国 | 1.5 | 33～35 |
| 日本 | 0.3 | 20～30 |
| 瑞典 | 0.4 | |
| 南非 | 6 | 22～28 |
| 西班牙 | 0.1 | 10 |
| 英国 | 1.8 | 24 |
| 美国 | 0.1 | 15～20 |
| 约旦 | 0.4 | 25～30 |
| 罗马尼亚 | 0.1～1.2 | 30～35 |

我国目前概率型可靠性研究正处于起步阶段，对 *LOLP* 尚未制定标准。

电量不足期望值 *EENS* 是指在研究周期内由于供电不足造成用户停电损失电量的期望值，其表达式为

$$EENS=\sum_{x_i<0}(|x_i|P_i)T \quad (4\text{-}3)$$

式中 $P_i$——裕度 $x_i$ 的确切概率。

根据确切概率与累积概率的关系，可以把式（4-3）转换为以下形式

$$EENS=\sum_{x_i<0}(P_i^*)\Delta X \cdot T \quad (4\text{-}4)$$

式中 $T$——研究周期，h；

$\Delta X$——容量步长，MW。

为在裕度计算中适度离散化，每隔 $\Delta X$ 取 1 个离散点进行计算。一般步长 $\Delta X$ 取各发电机组容量的最大公约数。计算 *EENS* 需要考虑每小时负荷变化情况，一般用持续负荷曲线作为负荷模型。

电量不足期望值是指在研究周期内由于供电不足

造成用户停电所损失电量的期望值，也即由系统电源不可靠而使用户减少的用电量，当已知减少的用电量造成的国民经济损失时，可进一步把电量不足期望值转换为经济指标，便于方案经济比较。不少电源优化模型在经济比较中计入了停电损失费用。

电量不足期望值指标不便于对不同规模的系统可靠性进行比较，因此也难以规定统一的电量不足期望值标准，为此引入了系统分 $SM$ 指标，其定义为

$$SM=EENS/P_{max} \tag{4-5}$$

式中 $P_{max}$——系统最大年负荷。

## 二、发电系统可靠性计算方法

### （一）发电系统可靠性的基本概念

发电系统的可靠性与其备用容量有关。备用容量越大，系统越可靠。在可靠性计算中用裕度的概念代替备用容量。裕度是一个不确定的随机量，由下式定义

$$M=\sum_i W_i - P_s \tag{4-6}$$

式中 $M$——系统裕度；

$W_i$——发电机组 $i$ 的运行容量，正常运行为 $C_i$，故障停运为 0；

$P_s$——系统负荷功率。

表 4-3 为裕度表举例，表中给出了系统发电机组总可用容量 120MW，系统最大负荷 100MW，系统最小负荷 50MW 的裕度，该系统最大裕度为 70MW，即所有机组正常运行，系统为最小负荷时。系统最小裕度为−100MW，即所有机组故障停运，系统为最大负荷时。

为了便于分析计算，取负荷及各发电机容量的最大公约数作为计算步长，裕度表中的裕度应离散化。表 4-3 中$\Delta X$=10MW，共有 23 个离散点。

表 4-3 裕度表举例

| $i$ | 裕度 $x_i$ | 累积概率 $P_i^*$ | 确切概率 $P_i$ |
|---|---|---|---|
| 0 | 120 | 1.000000 | 0.000000 |
| 1 | 110 | 1.000000 | 0.000000 |
| 2 | 100 | 1.000000 | 0.000000 |
| 3 | 90 | 1.000000 | 0.000000 |
| 4 | 80 | 1.000000 | 0.000000 |
| 5 | 70 | 1.000000 | 0.034592 |
| 6 | 60 | 0.965408 | 0.172960 |
| 7 | 50 | 0.792448 | 0.103776 |
| 8 | 40 | 0.688672 | 0.174401 |
| 9 | 30 | 0.514271 | 0.216967 |
| 10 | 20 | 0.297304 | 0.156740 |
| 11 | 10 | 0.140564 | 0.028871 |
| 12 | 0 | 0.111693 | 0.028804 |
| 13 | −10 | 0.082889 | 0.034639 |
| 14 | −20 | 0.048251 | 0.027975 |
| 15 | −30 | 0.020276 | 0.013828 |
| 16 | −40 | 0.006448 | 0.001755 |
| 17 | −50 | 0.004693 | 0.002088 |
| 18 | −60 | 0.002605 | 0.001693 |
| 19 | −70 | 0.000912 | 0.000792 |
| 20 | −80 | 0.000120 | 0.000040 |
| 21 | −90 | 0.000080 | 0.000048 |
| 22 | −100 | 0.000032 | 0.000032 |

注 1. 累积概率 $P_i^*$，表示系统裕度小于 $x_i$ 概率。
2. 确切概率 $P_i$，表示系统裕度等于 $x_i$ 概率。

### （二）发电机组停运表的建立

某发电系统有 3 台发电机组，其容量分别为 30、40MW 和 50MW，等效强迫停运率（equivalent forced outage rate，EFOR）分别为 0.04、0.06 和 0.08，则 3 台发电机组的停运表见表 4-4～表 4-8。

表 4-4 30MW 发电机组停运表

| $i$ | 运行容量 $X_i$（MW） | 故障容量 $\bar{X}_i$（MW） | 累积概率 | 确切概率 |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 30 | 0 | 1.00 | 0.96 |
| 1 | 20 | 10 | 0.04 | 0.00 |
| 2 | 10 | 20 | 0.04 | 0.00 |
| 3 | 0 | 30 | 0.04 | 0.04 |

表 4-5 40MW 发电机组停运表

| $i$ | 运行容量 $X_i$（MW） | 故障容量 $\bar{X}_i$（MW） | 累积概率 | 确切概率 |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 40 | 0 | 1.00 | 0.94 |
| 1 | 30 | 10 | 0.06 | 0.00 |
| 2 | 20 | 20 | 0.06 | 0.00 |
| 3 | 10 | 30 | 0.06 | 0.00 |
| 4 | 0 | 40 | 0.06 | 0.06 |

表 4-6 50MW 发电机组停运表

| $i$ | 运行容量 $X_i$（MW） | 故障容量 $\bar{X}_i$（MW） | 累积概率 | 确切概率 |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 50 | 0 | 1.00 | 0.92 |
| 1 | 40 | 10 | 0.08 | 0.00 |
| 2 | 30 | 20 | 0.08 | 0.00 |
| 3 | 20 | 30 | 0.08 | 0.00 |

续表

| $i$ | 运行容量 $X_i$（MW） | 故障容量 $\bar{X}_i$（MW） | 累积概率 | 确切概率 |
|---|---|---|---|---|
| 4 | 10 | 40 | 0.08 | 0.00 |
| 5 | 0 | 50 | 0.08 | 0.08 |

两个相互独立的随机事件 $A$、$B$ 同时出现的概率等于各事件概率之积，即

$$P(A\cap B)=P(A)P(B) \tag{4-7}$$

先将 30MW 机组和 40MW 机组并联起来，设 30MW 机组为元件 a，40W 机组为元件 b，元件 a、b 组成一个等效元件 c。根据以上独立性的假定，元件 a 在状态 $\bar{X}_i$ 和元件 b 在状态 $\bar{X}_j$ 的确切概率应为

$$P_c(\overline{X_i}\cap\overline{X_j})=P_a(i)P_b(j) \tag{4-8}$$

两个元件并联组合时，组合元件的停运容量等于两元件停运容量之和。因此，组合元件 c 在 $\bar{X}_k$ 的确切概率可以表示为

$$P_c(k)=\sum_{i+j=k}P_a(i)P_b(j)=\sum_{i=0}^{N_a}P_a(i)P_b(k-i) \tag{4-9}$$

或

$$P_c(k)=\sum_{j=0}^{N_b}P_a(k-j)P_b(j) \tag{4-10}$$

式中　$N_a$——元件 a 的容量范围（分段数）；
　　　$N_b$——元件 b 的容量范围（分段数）。

组合元件 c 在状态 $\bar{X}_k$ 的累积概率为

$$P_c^*(k)=\sum_{m\geq k}P_c(m) \tag{4-11}$$

将式（4-11）代入式（4-9），经整理可得

$$P_c^*(k)=\sum_{i=0}^{N_a}P_a(i)P_b^*(k-i) \tag{4-12}$$

$$P_c^*(k)=\sum_{j=0}^{N_b}P_a^*(k-j)P_b(j) \tag{4-13}$$

式（4-12）和式（4-13）是原件并联组合的基本公式，又称卷积公式。

**表 4-7　30MW 和 40MW 发电机组组成的停运表**

| $i$ | 运行容量 $X_i$（MW） | 故障容量 $\bar{X}_i$（MW） | 累积概率 | 确切概率 |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 70 | 0 | 1.0000 | 0.9024 |
| 1 | 60 | 10 | 0.0976 | 0.0000 |
| 2 | 50 | 20 | 0.0976 | 0.0000 |
| 3 | 40 | 30 | 0.0976 | 0.0376 |
| 4 | 30 | 40 | 0.0600 | 0.0576 |
| 5 | 20 | 50 | 0.0024 | 0.0000 |
| 6 | 10 | 60 | 0.0024 | 0.0000 |
| 7 | 0 | 70 | 0.0024 | 0.0024 |

**表 4-8　3 台发电机组组成的发电系统停运表**

| $i$ | 运行容量 $X_i$（MW） | 故障容量 $\bar{X}_i$（MW） | 累积概率 | 确切概率 |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 120 | 0 | 1.000000 | 0.830208 |
| 1 | 110 | 10 | 0.169792 | 0.000000 |
| 2 | 100 | 20 | 0.169792 | 0.000000 |
| 3 | 90 | 30 | 0.169792 | 0.034592 |
| 4 | 80 | 40 | 0.135200 | 0.052992 |
| 5 | 70 | 50 | 0.082208 | 0.072192 |
| 6 | 60 | 60 | 0.010016 | 0.000000 |
| 7 | 50 | 70 | 0.010016 | 0.002208 |
| 8 | 40 | 80 | 0.007808 | 0.003008 |
| 9 | 30 | 90 | 0.004800 | 0.004608 |
| 10 | 20 | 100 | 0.000192 | 0.000000 |
| 11 | 10 | 110 | 0.000192 | 0.000000 |
| 12 | 0 | 120 | 0.000192 | 0.000192 |

（三）负荷模型及停运表建立

为了分析发电系统的可靠性，必须建立电力负荷的可靠性模型。从电力平衡的观点来看，负荷可以看成负的发电机组容量，因此也可用停运表的形式给出各负荷功率出现的概率，见图 4-2 和表 4-9。

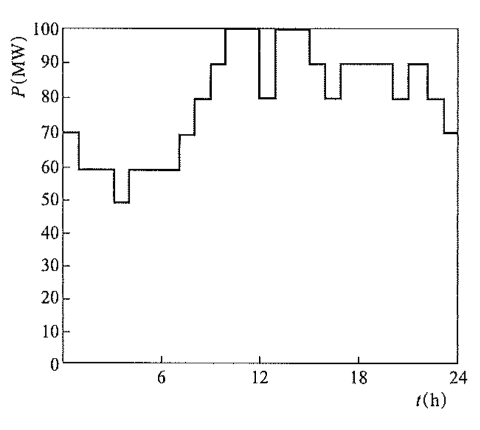



图 4-2　某系统日负荷曲线

**表 4-9　负 荷 停 运 表**

| $i$ | 负荷容量 $X_i$（MW） | 停运容量 | 累积概率 | 确切概率 |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 0 | 0 | 1.000000 | 0.000000 |
| 1 | –10 | 10 | 1.000000 | 0.000000 |
| 2 | –20 | 20 | 1.000000 | 0.000000 |
| 3 | –30 | 30 | 1.000000 | 0.000000 |
| 4 | –40 | 40 | 1.000000 | 0.000000 |
| 5 | –50 | 50 | 1.000000 | 0.041667 |
| 6 | –60 | 60 | 0.958333 | 0.208333 |
| 7 | –70 | 70 | 0.750000 | 0.125000 |

续表

| $i$ | 负荷容量 $X_i$（MW） | 停运容量 | 累积概率 | 确切概率 |
|---|---|---|---|---|
| 8 | −80 | 80 | 0.625000 | 0.208333 |
| 9 | −90 | 90 | 0.416667 | 0.250000 |
| 10 | −100 | 100 | 0.166667 | 0.166667 |

（四）发电系统的裕度表

根据上述发电机组并联组合后停运表的公式和负荷概率模型的建立，就可逐步形成发电系统的裕度表，进而求出可靠性的各项指标。

由 $LOLP=P(X_i<0)=P^*(-10)=0.082889$，$LOLE=LOLP\cdot T=0.082889\times24=1.9893(\mathrm{h})$，以及式（4-4）可求得

$$\begin{aligned}EENS=&(0.082889+0.048251+0.020276+0.006448\\&+0.004693+0.002605+0.000912+0.00012\\&+0.00008+0.000032)\times10\times24\\=&39.9(\mathrm{MW\cdot h})\end{aligned}$$

（五）互联发电系统的可靠性

当两个或多个发电系统通过联络线互联时，由于负荷的错峰效应和备用容量共享等原因，系统的可靠性可以得到显著提高。因此，系统互联已成为提高发电系统可靠性的重要手段。

互联系统的可靠性分析应考虑联络线的容量限制及其随机故障。在这种情况下，系统元件之间的关系除前述的并联组合外，还有串联组合。

两个元件 a、b 串联组合时，组合元件 c 的停运容量取决于 a、b 中停运容量的最大者，即

$$\overline{X}=\max(\overline{X}_{\mathrm{a}},\overline{X}_{\mathrm{b}}) \tag{4-14}$$

假定元件 a、b 的可用容量相等，即 $C_{\mathrm{a}}=C_{\mathrm{b}}=C_{\mathrm{c}}$，$n_{\mathrm{a}}=n_{\mathrm{b}}=n_{\mathrm{c}}$。

显然，为了使组合元件 c 的停运容量小于 $\overline{X}_k$，必须要求串联两元件的停运容量都小于 $\overline{X}_k$。根据独立性的假定，有

$$P_{\mathrm{c}}(\overline{X}<\overline{X}_k)=P_{\mathrm{a}}(\overline{X}<\overline{X}_k)P_{\mathrm{b}}(\overline{X}<\overline{X}_k) \tag{4-15}$$

将

$$P_{\mathrm{c}}(\overline{X}<\overline{X}_k)=1-P_{\mathrm{c}}^*(k)$$
$$P_{\mathrm{a}}(\overline{X}<\overline{X}_k)=1-P_{\mathrm{a}}^*(k)$$
$$P_{\mathrm{b}}(\overline{X}<\overline{X}_k)=1-P_{\mathrm{b}}^*(k)$$

代入式（4-15）并经整理后可得串联组合元件的累积概率公式

$$P_{\mathrm{c}}^*(k)=P_{\mathrm{a}}^*(k)+P_{\mathrm{b}}^*(k)-P_{\mathrm{a}}^*(k)P_{\mathrm{b}}^*(k) \tag{4-16}$$

以下举例说明既有并联，又有串联的系统停运表的建立方法。

例：有 A、B 两系统，其裕度表见表 4-3，试求互联后 A 系统的可靠性指标。

A 系统与 B 系统之间的输电系统由 3 条输电线路与 2 台变压器串联形成，如图 4-3 所示。每条输电线路的容量为 $C_1$=10MW，强迫停运率为 $q_1$=0.005，每台变压器的容量为 $C_1$=10MW，强迫停运率 $q_1$=0.005。选取步长$\Delta X$=10MW。

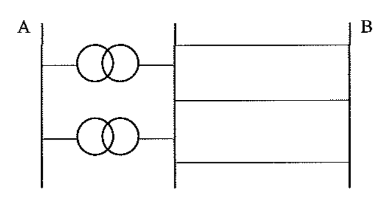



图 4-3 A、B 系统联络线路

1. 建立输电线路的停运表

已知每回线 $q_1$=0.005，可形成每条输电线路的停运表，见表 4-10。按并联组合公式进行递推运算，可得到 3 条输电线路并联后的停运表，见表 4-11。

**表 4-10 每条输电线路的停运表**

| $i$ | 运行容量 $X_i$（MW） | 停运容量 | 累积概率 | 确切概率 |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 10 | 0 | 1.000 | 0.995 |
| 1 | 0 | 10 | 0.005 | 0.005 |

**表 4-11 3 条输电线路的停运表**

| $i$ | 运行容量 $X_i$（MW） | 停运容量 | 累积概率 | 确切概率 |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 30 | 0 | 1.000000000 | 0.985074875 |
| 1 | 20 | 10 | 0.014925125 | 0.014850375 |
| 2 | 10 | 20 | 0.000074750 | 0.000074625 |
| 3 | 0 | 30 | 0.000000125 | 0.000000125 |

2. 建立变压器的停运表

已知每台变压器 $q_1$=0.0005，可形成每台变压器的停运表，见表 4-12。按并联组合公式进行递推运算，可得到 2 台变压器并联后的停运表，见表 4-13。

**表 4-12 每台变压器的停运表**

| $i$ | 运行容量 $X_i$（MW） | 停运容量 | 累积概率 | 确切概率 |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 10 | 0 | 1.0000 | 0.9995 |
| 1 | 0 | 10 | 0.0005 | 0.0005 |

**表 4-13 2 台变压器的停运表**

| $i$ | 运行容量 $X_i$（MW） | 停运容量 | 累积概率 | 确切概率 |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 20 | 0 | 1.00000000 | 0.99900025 |
| 1 | 10 | 10 | 0.00099975 | 0.00099950 |
| 2 | 0 | 20 | 0.00000025 | 0.00000025 |

3. 建立输电系统停运表

输电系统由3条输电线路与2台变压器串联形成。

在本例中输电线路组的容量大于变压器组的容量，即线路 $n_i$=3，而变压器 $n_i$=2，故应首先改造输电线路的停运表。输电线路组的停运表比变压器组的停运表多1个离散点，因此要在表4-10中去掉第一行（$i$=0），然后把第二行的累积概率置1，这样就得到了表4-14，把表4-13和表4-14利用串联组合公式进行运算，即可得到输电系统的停运表，见表4-15。

表 4-14　改造后的3条输电线路的停运表

| $i$ | 运行容量 $X_i$（MW） | 停运容量 | 累积概率 | 确切概率 |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 20 | 0 | 1.000000000 | 0.999925250 |
| 1 | 10 | 10 | 0.000074750 | 0.000074625 |
| 2 | 0 | 20 | 0.000000125 | 0.000000125 |

表 4-15　输电系统的停运表（3条线路+2台变压器）

| $i$ | 运行容量 $X_i$（MW） | 停运容量 | 累积概率 | 确切概率 |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 20 | 0 | 1.000000000 | 0.998925575 |
| 1 | 10 | 10 | 0.001074425 | 0.001074050 |
| 2 | 0 | 20 | 0.000000375 | 0.000000375 |

4. 形成B系统向A系统支援的等效发电机组停运表

B系统和输电系统为串联组合，故B系统向A系统的支援容量不能超过20MW，为此应将B系统的裕度表加以改造，改造后的B系统裕度表见表4-16。

表 4-16　改造后B系统的停运表

| $i$ | 运行容量 $X_i$（MW） | 停运容量 | 累积概率 | 确切概率 |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 20 | 0 | 1.000000 | 0.942325 |
| 1 | 10 | 10 | 0.140564 | 0.028871 |
| 2 | 0 | 20 | 0.111693 | 0.028804 |

将表4-15和表4-16的停运表进行串联组合运算后，就可以得到B系统对A系统支援的等效发电机组的停运表，见表4-17。

表 4-17　对A系统支援的等效停运表

| $i$ | 运行容量 $X_i$（MW） | 停运容量 | 累积概率 | 确切概率 |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 20 | 0 | 1.000000 | 0.858513 |
| 1 | 10 | 10 | 0.141487 | 0.029794 |
| 2 | 0 | 20 | 0.111694 | 0.111694 |

5. 将支援A系统的等效系统并入A系统

这一步的主要工作是通过并联组合运算将表4-3与表4-17合并起来。考虑互联影响后A系统停运表见表4-18。

表 4-18　考虑互联影响后A系统停运表

| $i$ | 裕度 $x_i$ | 累积概率 $P_i^*$ | 确切概率 $P_i$ |
|---|---|---|---|
| 0 | 140 | 1.000000 | 0.000000 |
| 1 | 130 | 1.000000 | 0.000000 |
| 2 | 120 | 1.000000 | 0.000000 |
| 3 | 110 | 1.000000 | 0.000000 |
| 4 | 100 | 1.000000 | 0.000000 |
| 5 | 90 | 1.000000 | 0.029698 |
| 6 | 80 | 0.970302 | 0.149519 |
| 7 | 70 | 0.820783 | 0.098110 |
| 8 | 60 | 0.722674 | 0.172136 |
| 9 | 50 | 0.550537 | 0.203056 |
| 10 | 40 | 0.347482 | 0.160507 |
| 11 | 30 | 0.186975 | 0.053690 |
| 12 | 20 | 0.133285 | 0.043096 |
| 13 | 10 | 0.090189 | 0.033821 |
| 14 | 0 | 0.056369 | 0.028266 |
| 15 | −10 | 0.028103 | 0.016574 |
| 16 | −20 | 0.011529 | 0.005043 |
| 17 | −30 | 0.006486 | 0.003389 |
| 18 | −40 | 0.003097 | 0.001712 |
| 19 | −50 | 0.001385 | 0.000964 |
| 20 | −60 | 0.000421 | 0.000247 |
| 21 | −70 | 0.000174 | 0.000131 |
| 22 | −80 | 0.000043 | 0.000033 |
| 23 | −90 | 0.000010 | 0.000006 |
| 24 | −100 | 0.000004 | 0.000004 |

$LOLP=P(X_i<0)=P^*(-10)=0.028103$；$LOLE=LOLP\cdot T=0.028103\times 24\text{h}=0.674\text{h}$；$EENS=12.3\text{MW}\cdot\text{h}$。

由上述计算可知，A系统与B系统互联前，即A系统为孤立系统时的可靠性指标为 $LOLP$=0.082889，$LOLE$=1.989h，$EENS$=39.91MW·h，说明系统互联后A系统的可靠性大为改善，同样的计算可得到互联后B系统的可靠性也大为改善。

如果互联后仍保持A、B两系统原有的可靠性指标，则可反算出两系统分别可以减少的装机容量，从而获取联网的容量效益。

## 第三节　电源规划设计

### 一、电源规划的目的和一般原则

电源规划的目的是根据某一时期的负荷需求，在满足一定可靠性水平的条件下寻求一个经济的电源建设方案，它主要落实的问题有：①何时投建新发电机组；②在何处投建新发电机组；③投建何种类型的发电机组；④投建多大容量的发电机组。因此，电源规划的目的可以归纳为确定规划年度电力系统装机的总量、结构和分布问题。

电源规划应满足能源供应稳定、能源流向合理、系统运行安全可靠、经济合理、系统装机容量和可再生能源发电电量得到充分利用。

电源规划应通过优化或多方案技术经济综合比较，推荐规划期内各年度电源建设方案，提出分阶段电源建设项目、建设规模、投资估算，进行环境和社会影响分析以及电价预测分析。

为了寻求和论证最优电源开发方案，电源规划应对以下问题进行定量的分析：①电源总量、结构和分布的合理性；②规划方案所需一次能源供应分析；③规划方案的投资流和年运行费用；④规划方案的系统发电可靠性指标；⑤规划方案对负荷增长率、大型输电通道建设进度等变化的适应性；⑥规划方案温室气体及污染物排放总量。

电源规划编制分近期、中期、长期三个阶段。规划年限宜与国民经济和社会发展规划的年限相一致，近期规划为5年左右，中期规划为5～15年，长期规划为15年以上。近期规划是中期、长期规划的基础，中期、长期规划指导近期规划。

电源规划应有相应的电源前期作基础，电源前期工作的总容量应大于规划期内系统所需要的新增电源建设容量。近期规划建设的电源，应有可行性研究报告；中期规划建设的电源，应有初步可行性研究报告。

近期规划侧重于电源建设项目优化调整；中期规划侧重于电源结构和布局研究；长期规划侧重于电源可持续发展、能源合理流向等战略问题的研究。

### 二、电源结构选择

#### （一）各种电源运行特点

电源结构按所用的能源种类分为水电、火电、核电及新能源发电。

1. 水电

水电利用河流径流及落差进行发电。按水库调节能力的大小可以分为无调节能力的径流式和有调节能力的日调节、周调节、年调节及多年调节式。

水电的主要特点有：

（1）水电是清洁和可再生能源。

（2）出力与河川的天然流量有关，流量在不同年份及不同季节都有变化。

（3）水电出力调节功能与水库调节能力有密切关系，日调节以上的水电厂可以担任调峰及负荷备用，年调节以上的水电厂还可以担任事故备用。

（4）机组启停方便，能快速适应系统负荷的变化。

（5）安排水电运行方式时，应综合考虑灌溉、防洪、航运等利用的需要。

抽水蓄能电站的机组是可逆的水泵/水轮机和电动/发电机组，它的上游、下游两个水库均能储存一定容量的水资源。抽水蓄能电站具有启停灵活，增减工作出力迅速的优点。一般电厂从全停到满负荷发电时间约为5min，从全停到满负荷抽水时间约为8min，从满负荷发电或满负荷抽水到与电网解列时间约为1min。抽水蓄能电站在能量转换循环中存在能量损失，发电电量小于抽水电量，两者之比为抽水蓄能电站的循环效率，一般为0.75。抽水蓄能电站的发电容量与抽水容量一般大致相同。抽水蓄能电站除了上述所说的发电工况和抽水工况外，还具有只发无功的发电调相和抽水调相工况，为系统提供无功容量。

抽水蓄能电站在系统中的作用主要有：

（1）调峰。随着电力系统的发展及电力负荷成分的变化，电力负荷峰谷差越来越大，仅依靠燃气轮机发电厂、常规水电厂及凝汽式发电厂调峰运行已很难满足电网调峰要求。抽水蓄能机组可有效增加电网调峰电源，其具有削峰填谷作用，调峰能力一般可达到电厂装机容量的2倍左右。

（2）调频及事故备用。由于电网中的负荷时刻变化，运行机组的出力可能发生波动或迅速降低，若电网调度人员对负荷变化趋势预计不准或系统发生事故等，将造成系统频率波动甚至频率越限或崩溃。抽水蓄能机组具有启停容易、工况转换迅速和跟踪负荷快的特点，由它来担负系统调频或事故备用，抑制电网频率变化是非常合适的。

（3）调压。抽水蓄能机组在发电、抽水、发电调相、抽水调相四种工况均可以发出无功提高电网电压，也可以吸收无功降低电网电压，特别在调相工况时，它的调压作用更为明显。

（4）提高整个系统运行的经济性。利用抽水蓄能机组进行调峰、调频及事故备用后，可以使火电厂在额定出力附近稳定、经济地运行，从而降低火电机组煤耗率，同时还将大大提高火电设备的利用率，防止火电机组频繁开停及调整而造成运行费用增加，避免设备磨损和发生故障。

2. 火电

火电是利用煤、石油、天然气等作为燃料进行发电的统称，其中包括热电联产的热电厂。根据电力系统的需要。火电厂可以担任基本负荷，也可以按要求担任腰荷及峰荷，运行灵活、使用广泛，在电力系统中起着重要作用。

火电的主要特点如下：

（1）与水电比较，火电受外部条件影响较小，凝汽式机组的最大工作容量可以达到额定容量，抽汽供热式和背压式供热机组（多为小型机组）的发电出力则会受到热负荷的影响。

（2）供热式电厂只有热电联产才能取得较好的效益，因此必须与热力用户配合建设，一般容量不大，只能作为地方电厂或企业自备电厂。

（3）除专为调峰而设计的机组外，大容量高参数机组启停比较困难，最小出力为额定容量的 40%～50%，每分钟允许的负荷变化为 2%～3%，适宜承担基本负荷。

（4）燃机启停迅速，在保持其高效率并维持燃气蒸汽联合循环安全稳定运行的情况下，调峰能力可达70%～75%，必要时也可以按两班制运行。

3. 核电

核电是以可控的核反应堆为动力的电厂。核电的特性为：

（1）核电燃料运输量极少，仅为相同容量以煤炭为动力的火电厂的十万分之一。不排放灰渣及烟尘，可减轻交通运输及环境保护的压力。

（2）核电厂适宜承担基本负荷，此时，一般应配套建设抽水蓄能电站，以解决系统的调峰问题。新建机组也可根据电网要求，适当参与调峰。

（3）核电厂的投资高，建设周期长，但运行成本低。

4. 新能源发电

新能源发电主要指风力发电、太阳能发电、地热能发电、潮汐能发电、生物质能发电等。

（1）风力发电：利用大气沿地球表面流动而产生的气流为动力进行发电。

（2）太阳能发电：分为光伏发电和光热发电。光伏发电是一种将太阳光辐射能通过光伏效应，经太阳能电池直接转换为电能的发电技术，它向负荷直接提供直流或经逆变器将直流电转变成交流电供人们使用。光热发电是利用集热器采集太阳能，通过热力循环发电的发电技术。

（3）地热能发电：通过热流体（如蒸汽、热水等）将地下热能携带到地上，经过专门的装置将热能转换为电能。

（4）潮汐能发电：利用海水受到日月的引力作用产生的潮汐现象，在海湾（或河口）建造堤坝，将海湾（或河口）与海洋隔开，形成水库，采用水轮发电机组进行发电。主要发电方式有单库单向发电、单库双向发电、双库双向发电三种，其特点是水头低、流量大。

（5）生物质能发电：主要有生物能、波浪能、海洋温差能等，这些能源都可以用来发电，并在实践中得到应用，但由于过于分散、不稳定或价格昂贵，在近期内只能提供少量辅助电源，或在电力系统难以达到的偏僻地区作小型电源。

（二）电源结构选择原则

电源规划设计首先要根据国家能源政策和规划地区系统特点，确定合理的电源结构（即各类电源的比重），再对各类电厂在电力系统中的作用进行合理分工，以便正确选择各类发电厂的容量及功能，其主要原则是：

（1）保证发电能源的稳定供应。一般考虑本地区、本国的发电能源优先开发，在资源不足的情况下，再考虑从外地区或外国输入。根据规划地区内拥有或可能从外部得到的发电能源的种类、数量和价格来决定电源结构。

（2）依据保护生态，节约能源，减少污染等原则优化电源结构。根据电力系统接纳能力，大力发展可再生能源发电，并通过电源结构的优化，提高接纳新能源发电的能力。

（3）结合城市供热规划，优化发展供热电厂。结合低热值煤发电规划，优化发展低热值煤发电厂。结合水电流域规划，积极开发水电。结合核电规划，安全发展核电。

（4）应选择高效低耗的大容量机组。对于规模较小的电网，应根据电网容量、结构、负荷增加速度、可靠性等因素合理选择机组容量。

（5）通过电力平衡、电量平衡、调峰平衡计算，确定各类电厂的电源结构。主要缺乏电量的系统，应优先安排可再生能源发电装机，增加新能源消费比例；主要缺乏调峰容量的系统，应在充分利用现有机组调峰能力的基础上，通过技术经济比较，提出增加调峰能力的措施。主要缺乏容量的系统，应根据电量平衡及调峰平衡的情况，合理安排基荷电源、腰荷电源及调峰电源。尖峰负荷电厂主要由具有调节水库的水电厂、火电厂中的调峰机组、抽水蓄能电站和燃气轮机电厂承担。承担腰荷的电厂主要是腰荷火电厂、引水道较长且调节池较小的水电厂、抽汽供热机组的凝汽发电部分。基荷电厂由基荷火电厂、核电厂、热电厂的供热强制出力，径流水电厂或为灌溉、航运等综合利用放水而发出的强制出力等承担。各电厂的工作位置应通过技术经济比较确定。

（6）提高发电能源供应的经济性，能源流向合理，系统安全、可靠、经济合理，系统装机和可再生能源电量得到充分利用。应通过技术经济比较选择合理的电源结构，尽可能地降低电能成本，以求得向用户提供廉价的电力。

## 三、电源布局选择

1. 电厂建设条件调查

查清规划地区内可能建设的水电厂、火电厂、核电厂及新能源电厂的地址并提出建厂的技术经济指标。建厂厂址是一种资源，应当注意规划和保护。

电厂建设条件调查的工作深度，应与规划工作的深度相适应。电厂建设条件调查所获得的可建电厂总容量应远大于规划期内所需要的建厂容量，这样才有可能进行优化选择。

（1）水电厂的建厂条件。根据河流分布、地形、地质、地震、交通运输、淹没损失、生态环境影响、与负荷中心的距离等条件，选择水电厂的坝址。如果规划地区的水力资源贫乏或虽有一定的水力资源，但调节性能不好，则还要对可供修建抽水蓄能电站的地址进行调查。

（2）火电厂的建厂条件。根据煤、水资源、交通运输、用电负荷分布、出线走廊、除灰及环境保护等条件进行选择。水源是建厂的必要条件，燃煤电厂一般要靠近江、河、湖、海或可供利用的煤矿疏干水、城市中水，在北方缺水地区，应建设空冷机组。燃煤电厂一般可以建在煤炭产地（坑口），也可建在运煤必经的路口、港口，以及有利于电网运行安全，多方向分散接入系统的地区。靠近负荷中心一般建厂条件较差，但为了保证供电可靠，在负荷中心保持适当的电源自给仍是需要的。天然气电厂可以参照燃煤电厂的建厂条件，着重落实天然气稳定供应的可能性以确定厂址。

（3）核电厂的建厂条件。核电厂的特点是燃料运输量小，可以靠近负荷中心。但用水量大，一般靠近大江、大河或沿海建厂。为了保证核电的安全可靠，对工程地质、地震、防洪条件等有较高的要求。核电厂厂址宜选在人口密度较低的地方，离城镇要有适当的距离。

（4）新能源电厂的建厂条件。对地区风能、太阳能、海洋能、生物质能等进行调查研究，提出对上述能源开发的地址及开发前景。

2. 电源布局原则

根据规划地区建厂条件，合理进行电源布局，以便获得最大效益。

（1）水电。结合水力资源分布、水电项目前期工作和移民安置规划，在有条件的河流上尽可能建设具有较好调节性能的大中型水电厂，因地制宜发展偏远山区小水电。对于远离主网的水电站群，集中开发、集中送出有利于电网输电通道的建设。对于流域梯级水电站，优先开发具有调节效益的龙头水电站，有利于发挥流域水电站的综合效益。

（2）火电。根据煤炭资源分布和交通运输条件，在煤炭资源比较集中的地区建设坑口电厂，在交通运输条件较好的地方建设路口和港口电厂，在环境条件允许、技术条件可行、经济合理的前提下，在负荷中心地区建设骨干电厂。在可能取得天然气的地方，结合燃气管道的建设布局，也可建设燃烧天然气的电厂。

坑口电厂、路口电厂（港口电厂）及负荷中心电厂的布局，需要结合建厂条件、环境容量条件及电力系统安全稳定供电情况综合考虑。大城市周边一般不再布局燃煤纯凝发电厂。远距离输电需进行输煤输电比较。

（3）核电。在能源资源缺乏、交通运输紧张、经济比较发达的沿海地区，在确保安全的前提下，可适当发展核电厂。

（4）新能源发电。在有条件的地方积极建设风力、太阳能、地热、潮汐等电站等。对于我国三北地区，风电资源丰富，可供选择开发的区域较大，应分析不同区域风电的资源条件、风电特性的互补性及输电通道建设成本，确定每个区域合适的开发规模及开发时序。为充分发挥输电通道的作用及风光互补作用，风电及光伏发电布局要综合考虑。

（5）外区供（受）电。结合区内外能源资源分布的特点，研究分析与区外供（受）电的必要性和可能性。缺能地区及环境容量小、厂址选择困难地区要优先考虑接受区外来电。

电力送出省份在满足本省近、远期一定年限需要的基础上，开展煤电基地建设、水电基地建设、可再生能源基地建设，将电力送往能源匮乏的省份。受端电网接受区外来电，根据分区电力电量平衡情况及合理的能源流向，考虑电力输送安全和电能消纳便利，确定受电落点。

## 四、电源容量确定

1. 电源容量确定原则

规划期内应该达到的发电设备总容量，应根据预测的电力负荷进行电力电量平衡或可靠性计算来确定。发电设备总容量由满足系统最大发电负荷需要的工作容量和系统备用容量组成。

对有水电的电力系统，电力平衡按设计枯水年进行。

在实际电力系统中，发电厂由于自然条件及设备

缺陷等原因不能按装机容量满发而形成受阻容量，某些水电厂调节性能较差，为多发季节电能的重复容量不能替代工作容量。为保证系统安全可靠地向用户供电，系统发电设备总容量在扣除受阻容量及水电重复容量后，应该大于系统需要的工作容量及备用容量之和。在确定建设规模时还应补充系统的退役容量。

（1）工作容量。指发电机承担电力系统正常负荷的容量。

（2）备用容量。指为了保证系统不间断供电，并保持在额定频率下运行而设定的装机容量，它包括负荷备用、事故备用和检修备用容量三部分。根据DL/T 5429—2009《电力系统设计技术规程》，系统的总备用容量可按系统最大发电负荷的15%～20%考虑，低值适用于大系统，高值适用于小系统。

1）负荷备用容量是指为承担电力系统一天内瞬时的负荷波动和计划外的负荷增长所需要的发电容量，是可立即带负荷的旋转备用容量。负荷备用容量为最大发电负荷的2%～5%。

2）事故备用容量是指电力系统中发电设备发生事故时为保证正常供电所需要的发电容量，即在规定时间内可供调用的备用容量，其中有一部分（至少50%）是在系统频率下降时能自动投入工作的备用容量。事故备用容量为最大发电负荷的8%～10%，但不小于系统最大的单机容量。

3）检修备用容量是指为发电设备能进行定期检修而设定的容量。检修备用按有关规程要求及系统情况确定，初步计算时取值不应低于最大发电负荷的5%。

对于水火电厂组成的电力系统，应优先考虑具有调节能力的水电厂作为负荷备用，但其必须要有足够的发电量（可按负荷备用容量乘以2h计算）。

事故备用容量在系统中水电厂和火电厂之间的分配可按其承担工作容量的比例求得。承担事故备用的水电厂应有专门的备用库容作保证，其大小宜满足连续工作10天的需要；对于较大水库的水电厂，可以不专门设置故障用库容，而在事故处理后，增大火电厂出力以弥补这部分水库的消落；径流式或日调节水电厂的重复容量只能作为水电厂本身事故备用，不能担任系统的事故备用，但相应可减少系统对该水电厂的事故备用；水电厂的空闲容量不应作为系统的事故备用，但可作该水电厂的事故备用或检修备用。

（3）受阻容量。由于各种原因，发电设备未能按额定容量发电时的容量称为受阻容量。机组受阻的原因很多，火电机组有设备缺陷、燃料发热量过低、循环水温过高等原因；抽气式供热机组在热负荷较大时、背压式供热机组在热负荷较低时不能满发。

水电机组由于运行水头低于设计水头而受阻的称为水头受阻容量；由于水量不足而受阻的称为水量受阻容量，主要发生在径流式电厂中。对一个水电厂来说，水头受限平均分配在每台机组上；水量受阻可调度集中于一台或几台机组，这些机组可作为本厂的检修备用和其他机组的事故备用。

风力发电及光伏发电由于发电出力随机性较强，不能按装机容量参与电力平衡，不能参与电力平衡的容量也可称为受阻容量。由于风电具有随机性和间歇性特点，其发电出力有很强的不确定性和不可预测性，其保证出力较低，小规模风力发电一般不参与电力平衡。对于大容量风电场，由于来风的不均匀性，其可信容量应根据实测的出力数据及其变化的概率分布研究后确定，超出可信容量的装机容量不参与电力平衡。光伏发电功率也有类似的不确定性，如果系统最大负荷出现在晚上，光伏发电不参与电力平衡。

（4）水电空闲容量。指电力平衡中未能得到利用的那部分水电装机容量，其随着各水电厂工作容量的大小而变化。

2. 水电厂的容量

相对于火电厂，水电厂向系统提供的容量较为复杂，它不仅与自身额定容量有关，还与水文条件和电力系统运行情况有关。

（1）装机容量。是指水电厂全部水轮发电机组额定容量（铭牌容量）之和，是表示水电厂建设规模和生产能力的主要指标之一。

（2）预想出力。某一时段水电厂可能的最大出力称为预想出力，它与该时段的水文条件有关。

（3）强迫出力。水电厂为保证下游用水部门用水量要求而必须发电的最小出力称为强迫出力。

（4）受阻容量。当水电厂的预想出力小于发电厂的额定容量时，其差额部分称为水电厂的受阻容量。

（5）保证出力。水电厂的保证出力是指水电厂相应于设计保证率的枯水时段平均出力。设计保证率是指水电厂某一时段平均出力大于等于保证出力的概率。NB/T 35061—2015《水电工程动能设计规范》规定水电厂的设计保证率宜按85%～95%选取。保证出力不是水电厂承担系统负荷的能力，而是表示向系统提供电能的能力。

（6）空闲容量。水电厂受日保证电量及利用方式所限，使水电厂的工作容量与旋转备用容量之和小于预想出力，小于的那部分容量称为空闲容量，随工作容量的大小而变化，可作本厂的事故或检修备用，但不能作为系统的事故备用容量。

（7）水电厂的月（周）调节系数。水电厂的工作容量是按照最大负荷日的负荷或负荷曲线来确定的，但实际的系统负荷在每月（周）内是变化的，按最大负荷日确定的水电厂用水量大于其他负荷日的用水量，因此应将月平均出力换算成日电量，即要考虑月

（周）内用电的不均衡性，常用水电厂月（周）调节系数 $K_{tj}$ 来表示。当水电厂保证出力小，又担任尖峰负荷时，则调节系数大。当为无调节或日调节水电厂时，$K_{tj}$=1.0；年调节时，$K_{tj}$ 可取 1.1。

（8）工作容量。水电厂承担负荷的容量，即水电厂实际的发电出力。工作容量根据水电站的预想出力、平均出力、强迫出力求得，与系统日负荷曲线形状和水电厂在负荷曲线上的工作位置有关。

在考虑水电厂的运行方式时应尽可能充分利用水电厂的电量和装机容量，避免弃水，合理利用水利资源。一般，有调节性能的水电厂应在枯水期承担尖峰负荷，使它能最大限度地替代火电厂发出的容量，从而使火电厂承担基本负荷，提高火电厂的发电效率，节约煤耗，降低成本。

在丰水期为避免弃水，水电厂应尽量在基荷运行，使一次能源能够得到最经济合理的利用。

但是水电厂的建设往往是综合性的，即除了发电以外，还需考虑防洪、灌溉、航运、下游工业用水等综合应用。在考虑水电厂的运行方式时，应综合这些要求。对具有不同调节库容的水电厂，运行方式的安排有所不同。

水电厂具有出力调节能力强、反应速度快的特点，大型机组可以在 1～2min 从静止状态启动到并网发电运行，出力在 10s 内可以从空载到满载，因此除经常用作调峰运行外，还常用作二次调频和事故备用。

3. 风电厂的容量

风力发电机组的单机容量为兆瓦级，大型风电场包含数百台风电机组，组合后以 35、110（66）、220kV 或更高电压，经一级或多级升压变电站汇入电网。由于风电场出力具有随机性和间歇性，运行中又难于预报和控制，基本上不能像同步发电机组一样按发电计划调度。因此，电源规划必须面对和解决电网接纳风电的能力问题。大规模风电并入电网对电网运行将产生一定的影响。这些影响主要包括电力系统调峰、调频和调压等方面，其中调峰问题尤为突出，必须采取相应措施。一般而言，电网接纳风电能力主要与负荷水平及负荷特性、电源结构及调节特性、系统旋转备用大小、风电场的出力特性、风电场可预测性与可控制性等相关。

（1）风电有效容量。根据风电的出力概率分布，综合考虑系统调峰和送出工程，使系统达到技术经济最优的风电最大出力，为风电有效容量。

主要用于风电送出工程设备选择时，有效容量应根据全时段风电出力累积概率来确定；主要用于电网接纳风电能力计算时，有效容量应根据负荷低谷时段风电出力累积概率来确定。

风电有效容量应以提高电力系统接纳风电能力，提高风电发电量占全部发电量的比重为目标，根据风电出力特性，综合比较电力系统调峰能力和工程经济性等因素确定。

由于风电的随机性和不确定性，同时受尾流效应和风电场地形等因素影响，风电场出力大于 50% 额定装机容量的概率不高。因各地的风能特性不同，风电出力的地区性差别也很大。根据有关研究报告，张家口地区风电场（300MW 装机规模）出力在 75% 地区风电装机容量以下的概率为 95%。东北电网（2900MW 装机规模）风电出力在 40%装机容量以下的概率达到了 95%。内蒙古（2400MW 装机规模）风电出力在 60%装机容量以下的概率达到了 95%。西北电网风电有效容量见表 4-19。

**表 4-19　西北电网风电有效容量**

| 地区 | 风电装机容量（MW） | 有效容量（%） |
|---|---|---|
| 陕西 | 5990 | 65 |
| 甘肃 | 11000 | 50 |
| 青海 | 3000 | 70 |
| 宁夏 | 7000 | 60 |
| 新疆 | 25000 | 47.5 |
| 全网 | 51990 | 37.5 |

对于表 4-19 统计的风电场而言，风电出力呈一定的概率分布，超过某个给定值的概率可能很小，统计的风电场分布范围越广，数量和装机容量越多，这个给定值就相对越低；统计的风电场越少，数量和装机容量越小，这个给定值就相对越高。

（2）风电可信容量。风电出力的间歇性、随机性决定了出力具有统计概率分布特征，它的最大出力与电力负荷最大值出现的时间往往又不相匹配，所以风电参加电力平衡的容量不能等同于风电场的装机容量。但随着电力系统中风电装机容量的增长及风电场布局范围扩大，风电场之间的互补性增加，风电场在电网高峰负荷时刻仍然可以提供具有一定保证的容量，而且在其他时段内只要风电场发出了电力，就能在降低系统损失负荷概率上，即提高发电系统的可靠性上有所贡献，因而风电总是可以以某一容量等价地替代常规可调度电源，这一容量可称为风电可信容量。

风电的可信容量可根据风电场出力的多年统计资料，求得大于等于某一保证率下的风电可信容量。同水电厂设计枯水年保证率选择方法类似，系统中风电装机比例低，可以选择较低的保证率，系统中风电装机比例高，需要选择较高的保证率，通常可按 90%～95%累积时间概率确定风电可信容量。以西北电网为例，陕西、青海、宁夏风电分布较为集中，装机容量

较小，在95%保证率下，基本没有可信容量参与电力平衡，新疆电网风电分布地域范围大，风电装机容量大，风电可信容量达到2000MW，同时如果能够在西北电网充分发挥风电的互补调节作用，风电可参与的电力平衡容量将达到4160MW。对于小规模的风电场，通常认为其可信容量基本为零，对于风电装机容量较大的系统，由于风电场之间的互补性，存在一定的保证出力可参加电力平衡，但保证出力通常不超过装机容量的10%。风电的可信容量见表4-20。

表4-20　　风电的可信容量

| 地区 | 风电装机容量（MW） | 可信容量（%） |
|---|---|---|
| 陕西 | 5990 | 0 |
| 甘肃 | 11000 | 5 |
| 青海 | 3000 | 0 |
| 宁夏 | 7000 | 1 |
| 新疆 | 25000 | 8 |
| 全网 | 51990 | 8 |

风电的可信容量也可通过随机生产模拟求得。在保证相同可靠性的情况下，有风电和没有风电两种情况的火电装机容量差即为风电的可信容量。

风电场的可信容量（容量效益）是电源规划中十分重要而复杂的问题，不仅影响到系统的总装机规模，也对系统调峰能力有一定影响。

## 五、电源规划设计方法

电源规划常规设计方法是根据各年度电力系统负荷需求，在满足一定的可靠性指标的条件下，根据逐年电力平衡、电量平衡和调峰平衡结果，拟订多个电源组合方案，进行多方案综合比较，提出各年度的电源建设方案。

在比较时，要明确各方案的煤源、运输方案和输电网络，然后计算各方案煤、电（电厂、电网）、运（水运、铁路或公路运输）以及综合的投资与年运行费，并把其折算成规划期内的年费用或某一年的总费用，进行综合比较后，如果各方案的化石能源发电量不同，还需考虑各方案因化石燃料燃烧而产生的环境成本。必要时可计算各方案发电系统的可靠性、未供电量，并将未供电量费用纳入经济比较中。

常规设计方法长期以来一直广为应用，它概念清楚、直观明了，不仅易于决策者理解、接受，而且对规划人员来讲，通过对传统电源规划方法的应用，有助于更好地对电源优化软件的输入数据取舍、调整和对输出结果的分析、理解，使优化结论更为合理。电源规划流程如图4-4所示。

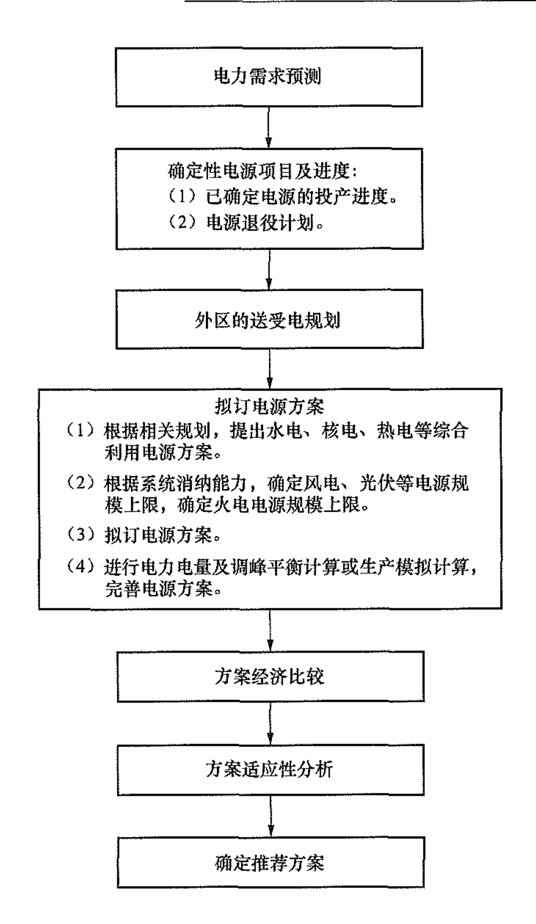



图4-4　电源规划流程图

1. 确定负荷水平，明确主要边界条件

电源规划设计首先要确定负荷水平，并明确与电源规划相关的主要边界条件。

（1）负荷水平预测。根据负荷预测的结果或有关部门为电源方案设计提供的负荷资料，列出本区域逐年电力增长水平，一般应按规划范围内的发电负荷计列。有选择性地提出各种负荷曲线，如年负荷曲线或年负荷持续曲线，月最大、月平均、典型周、典型日负荷曲线等，或相关的季、月不均衡率等负荷特性参数值。必要时分析某些负荷可能变化的幅度，以便对方案设计进行灵敏度分析。

（2）确定规划期内已确定建设的电源项目及进度。收集在建、已核准、已列入规划的电源进展情况，以及做过前期工作的参选电源前期工作情况。收集现有机组的退役规划、技改规划等。确定电源包括在建机组、已经核准机组，已列入规划的机组根据情况而定。确定规划期内机组退役进度。

（3）了解与外区（外国）的送受电规划，作为本区（本国）电源规划的主要参考。

2. 收集相关规划，初步提出相关电源建设方案

与电源规划相关的规划有：能源基地（煤电基地、新能源基地）电源发展规划、城市热电供热规划、低热值煤发电规划、新能源（光伏、光热、风电）发电规划、流域水电建设规划、抽水蓄能电站发展规划、

核电发展规划及燃气电站发展规划等。

根据规划编制的主体不同，这些规划可作为电源规划的编制依据或参考。对于上级规划应严格执行，电源规划主要落实具体建设方案；对于同级规划，可参照执行，电源规划可根据系统情况对建设规模、建设进度及建设布局进行优化；对于下级规划，可作为电源规划的参考。

3. 确定设计年度装机容量空间

根据电力需求预测结果，规划中已确定的区内、外电源项目，进行电力平衡分析，确定装机总容量空间。

（1）进行电力平衡计算，必要时进行电量平衡及调峰平衡计算。

（2）确定风电、光伏等间歇性发电电源装机规模上限。对于新能源装机比重较大的电力系统，应计算系统的调峰能力及弃风、弃光电量，根据电力系统接纳能力，确定装机规模上限。一般来讲，风电、光电渗透率越高，弃风、弃光率会越高。各电网应根据新能源的不同特点，确定合适的弃风率、弃光率，但一般不应超过新能源可发电量的5%。

（3）确定新增装机空间。在基本确定其他各类电源装机方案的基础上，可以通过电力电量平衡计算火电电源的新增装机空间。燃煤火电电源年最大负荷利用小时数一般不宜低于4500h，如果利用小时数过低，需要考虑建设抽水蓄能电站、水电站扩建或燃气电厂等尖峰负荷电源来替代常规火电装机。

为了满足大规模风电电源及光伏电源的调峰需要，电源规划应重视调峰能力建设。结合规划期内容量空间，优先安排调峰电源建设。在调峰能力仍不能平衡的情况下，要提出对存量机组进行技术改造的方案，增加系统的调峰能力。

4. 拟订电源方案

为了做好电源规划工作，需对不同电源方案进行比较分析。在电源结构方面常见的研究工作主要有：风电及光伏发电电源开发规模的研究，水电开发规模与进度的研究，抽水蓄能电站建设规模与时序的研究，供热电厂机组选型及建设规模的研究。在电源布局方面常见的研究工作主要有：火电电源布局的研究，风电及光伏发电布局的研究，输煤输电比较研究等。

电源规划由于涉及电源结构、电源布局、发电一次能源供应、环境承载能力等诸多方面，不同问题有不同的研究范围和不同的目标函数，对所有问题进行综合研究一般是不现实的。通常采用逐项研究的方式，针对每个问题，确定目标函数，拟订电源方案，综合比较后提出推荐方案。在逐项研究的基础上确定最终的电源规划方案。

对于每项研究，一般提出2～3个电源方案，每个方案1～3个年度。电源方案从待选电源中组合而成。所提方案需要满足：在产品的数量（包括电力、电量和热量等）和提供的时间上，能同等程度满足用户的需要；在产品的质量上，满足相关规程或规范规定的标准。

制订电源方案还要考虑不同方案对应不同的电网建设方案。如果各电源方案在煤炭供应、供热方式、资源消耗及污染物排放、能源运输及损耗（含网损）、能源转换效率等方面差异较大时，还应考虑方案不同部分的投资及运行费用。

5. 进行电力电量和调峰平衡等计算，完善电源方案

在不能确定上述方案能否满足电力电量和调峰平衡的情况下，需要通过电力平衡计算确定装机容量大小是否合适，通过电量平衡计算确定火电机组利用小时是否合适，通过调峰平衡计算确定系统是否存在调峰困难的情况，必要时还要计算水电厂弃水电量及风电、光伏发电的弃电电量，确定水电厂与风电、光电电源方案是否合适。

一般来讲，水电厂及新能源装机占比较大的系统，要做电量平衡；而有一定的核电厂，或供热电厂较多，特别是风电场具有相当容量的系统中，则系统调峰可能比较困难而需要做调峰平衡。

通过计算，对各电源方案进行完善和优化，且上述步骤往往会有交互、反复和完善的过程。

6. 方案经济比较

对于不同电源方案，在满足技术要求后，一般通过经济比较确定出最优方案。目标函数通常选择为年费用最低，年费用主要包括投资、生产成本及损耗三部分，对于资源消耗不同或污染物排放量不同的方案，还需要将社会效益及环境成本进行经济等价处理，并纳入经济比较中，若可靠性不同，还应计算停电损失。

经济比较投资部分包括煤矿、运输、发电厂、电网和补充装机投资；生产成本部分包括发电厂燃料费、燃料运输费，发电厂和电网维护费；损耗部分包括输电网损费、发电一次能源输送及转化能源损耗费。

随着风电、太阳能发电及天然气发电等清洁发电增多，在与煤电进行经济比较时，存在较多难以量化为经济量的因素或缺少公认的换算系数。例如，针对不同风电建设规模的电源方案，即使考虑到碳排放、二氧化硫排放环境成本因素后，由于风电装机的投资较大、对应的调峰电源建设及电网投资也较大，经济比较可能也会得出不利于风电装机增大的方案，这与我国大力发展新能源并带动相关制造产业发展的政策不符，同时有观点认为风电发电减少对煤炭、水资源消耗的社会效益在煤价水价中没有充分反映，在这种情况下，经济比较结果只能作为方案推荐的参考。

为简化计算，各方案可只计算费用的差值部分，相同部分不列入计算范围内。

关于经济比较中的费用 需要说明以下问题。

（1）发电厂燃料费等于煤炭单价乘以煤量。当单价按出矿成本计算时，则应计列煤矿投资；当单价按出矿销售价计算时，则不计列煤矿投资。

（2）关于运输部分的费用，可按下列情况考虑：

1）当交通运输能力有裕度，电厂燃煤运输所增加的货运量不大，运输部门不需要改建或增建运输设备时，可不计运输投资，运费按运价计算。

2）当交通运输已无剩余能力，而预测的货运量又增长较快，其中电厂燃煤运量占一定比例，运输部门近期内已有改建或扩建计划时，则投资计算应按增加的发电运煤量的比例分摊运输投资，运费按运输成本计算。

3）当交通运输能力在相当长时期内能适应货运量的要求，只是由于电厂燃煤运输量的增加而引起运输部门增加改建或扩建工程，且其能力仅为满足电厂燃煤运输量时，则应计入全部运输投资，运输费按运输成本计算。

4）上述2）、3）条情况也可按运价计算，此时同样不计运输投资。

工程中，煤炭一般按出矿销售价计算，运输费一般按运价计算，不计列煤矿和运输投资。

（3）发电厂的费用，应考虑建厂地点不同带来的投资和维护费的差别，各发电厂厂用不同时，也应计入由此引起的费用差别。

（4）电网投资和年运行费，按电网方案经济比较中有关内容和要求计算。

（5）当有水电厂参与方案比较时，因水电投入后能节约多少燃料，特别是能替代多少火电容量，是关系到水电效益的重要问题，所以应根据水电厂在日负荷曲线上的工作位置不同，并考虑水电厂的预想出力的变化来确定水电厂电量效益和容量效益。当水电厂参与方案比较时，必要时还应计入水火电厂之间配合运行和跨流域的水库调节等效益，水电在防洪、灌溉、航运等方面的综合利用效益。

（6）当电源方案比较涉及联网问题时，应计入联网带来的效益和所支付的费用。

（7）各方案的损失电量费，等于损失电量的单价乘以损失电量。损失电量由对各电源建设方案进行可靠性计算求得。一般借助于相关软件计算。当各方案电源的构成基本一样、总装机容量相等时，则认为各方案具有相同的可靠性，损失电量也认为相等，在经济比较中可以不计损失电量的差别。

7. 方案适应性分析

必要时进行电源方案适应性分析，主要包括电源方案对负荷发展速度变化的适应性，对大型电源建设进度变化的适应性，对新能源发电开发规模变化的适应性等。

8. 综合分析，得出推荐结论

在经济比较的基础上，结合方案适应性分析，综合考虑下列因素，选择推荐方案：①国家能源及电力相关政策；②环境影响；③经济及社会影响；④国家资源（如土地、水资源、劳力、矿藏等）利用政策；⑤电价水平及承受能力；⑥对远景发展的适应性。

电源规划不管是采用优化方法还是常规方法，规划人员的判断力和经验在整个规划过程中起着至关重要的作用。规划人员应抓住要解决的关键问题，有针对性地选择恰当的优化模型或拟出适量的电源方案，合理地取用原始数据并能分析和解释得到的计算结果，正确把握一些非定量因素对规划的影响。

## 第四节　电源优化软件

### 一、电源优化的研究现状

电源规划研究的难点首先在于如何建立科学合理的数学模型，其次在于如何对此复杂问题进行求解，最后在于如何对规划的方案进行评价和校验。电源规划是一个多变量、多约束、多时空耦合的非线性混合整数规划问题。

自20世纪80年代以来，国内外研制开发了许多电源规划优化软件。国外主要有国际原子能机构（IAEA）委托美国田纳西流域工程管理局（TVA）与橡树岭国家实验室（ORNL）研制开发的WASP-Ⅲ（Wien Automatic System Planning Package）；加拿大研制开发的MIPPS（Monenco Integrated Power Planning System）；在美国电力科学院（EPRI）的资助下，麻省理工学院（MIT）研制开发的EGEAS（the Electric Generation Expansion Analysis System）软件。此外，还有美国通用电气公司开发的OGP最优发电规划程序，美国俄亥俄州立大学的PCS生产费用模拟程序及CERES容量扩建及可靠性评价系统，以及法国电力公司的MNI国家投资模型等。

国内主要有西安交通大学的JASP（Jiaotong Automatic System Planning Package），其以等年值费用最小为目标，按发电站优化，考虑了不同厂址对投资和运行费用的影响，便于进行区域电力电量平衡，并充分考虑了对水电及抽水蓄能电站的优化。华中科技大学的WHPS2000软件主要采用确定型生产模拟方法对给定电源规划方案进行电力电量平衡及费用指标的校核。

随着时代的发展，原有的电源优化模型也暴露出其局限性。如有一些不确定因素（包括社会、政治因

素、电力市场、厂网分开等）难以概括到电源规划当中，对于环保因素的处理也比较粗略，含新能源的电源优化规划、源网协同规划等问题有待进一步研究。没有考虑到可持续发展的一次能源的资源成本和环境成本，不利于与系统中现有电源一起对能源结构进行优化，从而不可能使整个系统的费用最小化。

## 二、电源投资优化决策

电源优化程序总体上可分为以下两个模块：①各发电机组装机进度的投资决策问题；②规划方案的运行情况的可行性、经济性、可靠性评价等问题。其中投资决策的主要功能是确定各类机组的装机进度，为多时段动态整数型规划问题。规划方案的校验与分析主要包括随机生产模拟和典型日运行方式安排，为非线性实数型规划问题。为了提高计算效率，程序根据分解协调的原理将这两部分分别优化、再交替迭代加以协调。电源优化总体结构如图 4-5 所示。

电源投资决策模型对电源投建方案进行优化，给出各待选电厂的投建时间表，并分别与可再生能源出力模拟模型、典型日运行方式模型及生产优化模型进行协调迭代。电源投建方案的选取是以经济最优为原则，目标函数是系统总费用，优化方向是使系统总费用最少。

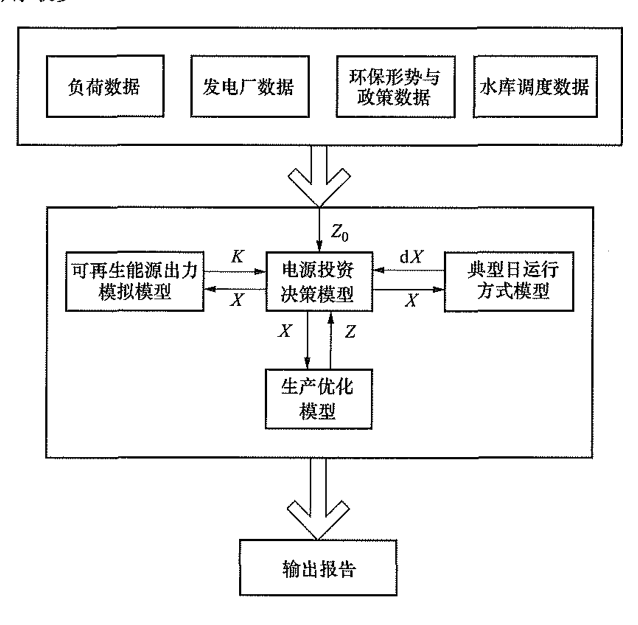



图 4-5　电源优化总体结构图

可再生能源出力模拟模型的作用是根据电源投资决策模型给出的逐年电源投建计划（见图 4-5 中决策变量 $X$），生成可再生能源出力曲线（见图 4-5 中 $K$），供生产优化模型进行生产模拟，以及典型日运行方式模型进行日运行方式校验。

典型日运行方式模型的作用是根据电源投资决策模型所确定的逐年电源投建计划安排典型日运行方式，以分析电源结构的合理性及运行的可靠性，并由此判断系统是否需要及何时需要采用调峰设备（见图 4-5 中 d$X$）。典型日方式的选取是一个非常重要的问题，应反映机组状态、一次能源（水能、风能）、负荷变化及一些极端情况，如各月最大负荷日，枯水季最大负荷日，最严重的风电反调峰情况等。

生产优化模型包括制订检修计划及进行随机生产模拟。由于是长期规划，检修计划通常按照简单直观的等备用原则制订，在规划期内按检修规程要求安排各机组的检修。随机生产模拟一般采用新能源多场景模型或全年 8760h 出力模型。

电源投资决策模型在优化电源投建计划时，应明确各发电厂的投资，发电量、运行费用及整个系统应满足的备用率等运行决策变量，在图 4-5 中用 $Z$ 来表示，由生产优化模型求出，$Z_0$ 为决策变量初始值。

迭代开始后，随着电源投产决策的优化，目标函数值也逐渐下降。当目标函数停止下降，且电源投资决策模型和生产优化模型在迭代过程中相继两次 $Z$ 值的变化量小于给定的容许误差时，则可认为收敛，这时就得到了最优电源规划方案。

电源投资决策的作用是：确定电源的逐年投产计划，以满足预测负荷和电量的需求。各个电厂的投产顺序是由其经济指标决定的。当电量存在缺额时，按照电量成本由低到高的顺序投产机组；当电力存在缺额时，按照容量成本由低到高的顺序投产机组。电量成本即平均发 1kW·h 的成本，千瓦成本即平均提供 1kW 电力的成本，这里的成本包括拉平的投资费用和运行费用。运行费用是直接与发电量相关的，在确定每年的电源投产计划之前，各电厂的运行费用是未知数，导致电量成本和千瓦成本无法计算。为了解决这一问题，采用分解协调迭代方法，先对各电厂的年利用小时数赋初值，计算电量成本和千瓦成本，确定电源投产计划；再对该投产计划进行随机生产模拟，得到各电厂的实际年利用小时数；将随机生产模拟计算出的年利用小时数替换初值，重新进行电源投产决策。重复该过程，直到结果收敛为止。值得注意的是，根据电量成本和千瓦成本确定电源投产顺序的过程，隐含了以经济性最优作为优化方向。因此，该算法能确保收敛结果达到总费用最低。

在电源投资决策层面，主要关注电厂总费用、提供电力的能力、总排放量三方面。电厂的总费用包括拉平的投资和运行费用，其中投资部分包含火电厂的污染治理设备投资；运行费用包括固定运行费和可变运行费，火电厂的燃料费用、排污处罚、绿色证书交易，可再生能源电厂的发电补贴等，都可以按照此模型进行量化计算。常规电厂提供电力的能力可以用其装机容量来衡量，可再生能源电厂提供电力的能力用其置信容量衡量。电厂（主要是燃煤电厂）的排放量

要满足单个电厂的排放量约束和整个区域的排放量约束；超出的部分或处以惩罚，或推迟甚至取消该电厂的投产计划。

因此，电源投资决策可以概括为，在满足工程进度、各种废弃物及污染物的排放量约束的条件下，为满足一定的电力电量需求，按照经济优先顺序对待选电厂所确定的最优投产进度方案。

（一）目标函数

电源规划一般涉及多个电源工程项目，这些工程项目的使用寿命和投产年限可能各不相同，因此在规划期末具有不同的剩余使用年限。等年值表示在规划期内每年为电力系统平均支出的费用，包括工程项目的固定年费用和拉平的年运行费用。等年值最小就意味着在规划期内平均为电力系统支出的费用最小。假设规划期为 $NT$ 年，系统中待选电厂的总个数为 $NGN$ 个，已有电厂的总个数为 $NGO$ 个。确定目标函数为

$$\min B=\sum_{t=1}^{NT}\left(\sum_{i=1}^{NGN}a_{ti}X_{ti}+CRF\sum_{i=1}^{NGN}c_{ti}X_{ti}\right)+CRF\sum_{t=1}^{NT}\sum_{i=1}^{NGO}c_{ti}X_{ti} \tag{4-17}$$

$$a_{ti}=\frac{i(1+i)^{NI}}{(1+i)^{NI}-1}\sum_{\tau=1}^{t}\pi_{ti}^{(\tau)}(1+i)^{1-\tau} \tag{4-18}$$

式中　$a_{ti}$——电厂 $i$ 在第 $t$ 年投产1台机组的投资费用；

$X_{ti}$——电厂 $i$ 在第 $t$ 年投产几台的投资决策变量；

$i$——贴现率；

$CRF$——资金回收系数；

$NI$——电厂 $i$ 的使用寿命；

$c_{ti}$——电厂 $i$ 在第 $t$ 年投产1台机组在规划期内的年运行费用现值的总和；

$\pi_{ti}^{(\tau)}$——电厂 $i$ 在第 $t$ 年投产机组时在第 $\tau$ 年的投资流，电厂投资变动、火电厂污染处理设备投资、投资现金流都体现在投资流数组 $\pi_{ti}^{(\tau)}$ 中。

式（4-17）第二项与年运行费用有关，由于各发电厂的年运行费用不尽相同，故应逐年把年运行费用转换为现值再求等年值。这里的计算只是为了把年运行费用拉平，用规划期的年数 $NT$ 求资金回收系数 $CRF$ 为

$$CRF=\frac{i(1+i)^{NT}}{(1+i)^{NT}-1} \tag{4-19}$$

$$c_{ti}=\sum_{\tau=t}^{NT}(FO_i+VO_i)(1+i)^{1-\tau} \tag{4-20}$$

式中　$FO_i$——电厂 $i$ 每台机组的固定运行费；

$VO_i$——电厂 $i$ 每台机组的可变运行费，火电厂的排污处罚体现在可变运行费 $VO_i$ 中。

（二）约束条件

1. 待选机组

（1）由投资决策变量的定义可知，$X_{ti}$ 必须为整数，而且取值不小于0。

（2）电厂每年投产机组的台数应受施工及制造能力所容许投产台数 $M_{ti}$ 的限制，即

$$X_{ti}\leqslant M_{ti} \tag{4-21}$$

（3）电厂的总装机台数不应超过给定的最大装机台数 $N_{gi}$，即

$$\sum_{t=1}^{NT}X_{ti}\leqslant N_{gi} \tag{4-22}$$

（4）电厂的装机进度必须与可行性报告中规定的投产进度一致。

（5）电厂第1台机组的投建时间 $NYST$ 应不小于该电厂的建造时间 $CY_i$，即电厂必须先建设好才能投产

$$NYST\geqslant CY_i \tag{4-23}$$

2. 系统运行

（1）电力平衡。电力平衡计算公式为

$$\sum_{\tau=1}^{t}\left(\sum_{i=1}^{NGN}X_{ti}W_i\right)\geqslant C_t \tag{4-24}$$

$$C_t=D_{mt}(1+R_{Dt})-\sum_{k=1}^{NGO}W_{tk} \tag{4-25}$$

式中　$W_i$——电厂能提供的电力，计及指令投建的电厂，水电厂水文条件，风电场置信度；

$C_t$——系统在第 $t$ 年需要新建机组的总出力容量；

$D_{mt}$——第 $t$ 年系统最大负荷；

$R_{Dt}$——第 $t$ 年容量备用系数；

$W_{tk}$——已有电厂 $k$ 在第 $t$ 年能提供的电力，计及机组退役、扩建情况，水电厂水文条件，风电场置信度；

$NGO$——已有电厂总数。

（2）电量平衡。电量平衡计算公式为

$$\sum_{\tau=1}^{t}\left(\sum_{i=1}^{NGN}X_{ti}W_iH_{ti}\right)\geqslant E_t \tag{4-26}$$

$$E_t=E_{Lt}(1+R_{Et})-\sum_{k=1}^{NGO}W_{tk}\cdot H_{ti} \tag{4-27}$$

式中　$H_{ti}$——电厂 $i$ 在第 $t$ 年的年利用小时数；

$E_t$——系统在第 $t$ 年需要新建发电厂补充的发电量；

$E_{Lt}$——第 $t$ 年电量；

$R_{Et}$——第 $t$ 年电量备用系数。

（3）最小技术出力。最小技术出力约束将在典型日运行方式模型中校验，如不满足则应增加调峰措施，重新进行电源投资决策。

（4）可靠性。可靠性约束在生产优化模型中校验，如不满足则应提高 $R_{Dt}$、$R_{Et}$ 的值，或重新选择风电场置信度，并反馈到电源投资决策模型中。

3. 环境约束

（1）各类排放物约束。各电厂各类排放物的排放量不能超过国家规定的排放上限，即

$$EM_{jt} \leqslant EMAX_j \tag{4-28}$$

式中 $EM_{jt}$ ——排放物 $j$ 在第 $t$ 年的排放量；

$EMAX_j$ ——排放物 $j$ 的规定最大排放量。

（2）区域总污染物约束。每个区域内各类排放物的排放总量不能超过国家规定的排放上限，即

$$\sum_{j=1}^{J} EM_{jt} \leqslant EMAX_{jL} \tag{4-29}$$

式中 $J$ ——区域 L 的总电厂数；

$EMAX_{jL}$ ——区域 L 的排放物 $j$ 的规定最大排放量。

## 三、随机生产模拟

生产模拟是指通过计算机对计划、规划中的发电系统进行运行模拟，以检验发电系统的电源安排是否满足运行要求，并达到规定原则下的最佳技术经济指标。电力生产模拟的主要功能是模拟电力系统的发电调度关系，预测各发电机组的发电量及燃料消耗量，并进行发电成本分析。因此生产模拟程序也叫发电成本程序。

电力系统生产模拟可以分为确定性生产模拟和随机生产模拟。确定性生产模拟不考虑电力系统生产中的随机因素，侧重分析电力系统短期运行、制订运行计划，如日运行计划、检修计划。随机生产模拟则考虑有关随机因素，如负荷波动、发电机组随机停运，侧重于系统长期的生产成本和发电系统可靠性评估。

电源规划中的随机生产模拟程序，具备以下功能：

（1）提供各发电厂在研究周期内的发电量、运行成本和年利用小时数；

（2）进行电力系统电能成本分析，分析不同电源构成对电能生产成本、对上网电价的影响；

（3）计算发电系统的可靠性指标；

（4）计算火电厂、核电厂的燃料消耗、燃料费用与排污费用；

（5）寻找有调节性能水电厂、抽水蓄能电站在负荷曲线上的最佳工作位置，分析水电厂（含径流式水电厂）的水能使用情况；

（6）评估风电、光伏等新能源电厂投运投产后的减排效益。

### （一）等效持续负荷曲线

等效持续负荷曲线（equivalent load duration curve，ELDC）是电力系统随机生产模拟中的重要概念。它将发电机的随机停运和负荷模型结合在一起，组成随机生产模拟的核心。图 4-6 表示一条持续负荷曲线，其横坐标表示系统的负荷，纵坐标表示持续时间，$T$ 为研究周期，根据具体情况可以是年、月、周、日等。系统最大负荷为 $X_{max}$，总装机容量为 $C_t$。

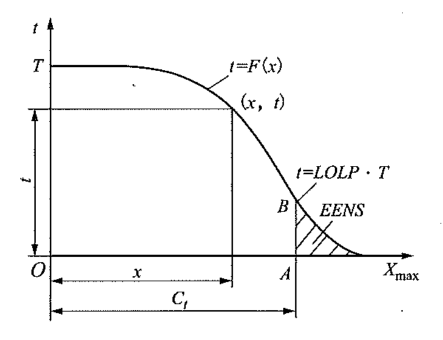



图 4-6 持续负荷曲线

曲线上任何一点（$x$，$t$）表示系统负荷大于或等于 $x$ 的持续时间为 $t$，即

$$t = F(x) \tag{4-30}$$

用周期 $T$ 除式（4-30）两端，可得

$$p = f(x) = F(x)/T \tag{4-31}$$

式中 $p$——系统负荷大于等于 $x$ 的概率。

如果各机组的故障率为 0，即机组完全可靠，但 $C_t < X_{max}$，则图 4-6 中阴影部分面积即为系统失负荷电量 $EENS$，阴影部分左边线的高度为失负荷时间期望 $LOLH$，有

$$LOLH = LOLP \cdot T \tag{4-32}$$

式中 $LOLP$——系统的失负荷概率。

虽然一般电力系统中设有一定的备用容量（即 $C_t > X_{max}$），但由于发电机组具有一定的停运概率，故系统还是存在失负荷的可能。

等效持续负荷曲线是把发电机组的随机故障影响当成等效负荷对原始持续负荷曲线不断修正的结果。当发电机组故障时，系统的等效负荷就要增大。图 4-7 为等效持续负荷曲线，纵坐标上用概率 $p$ 代替了图 4-6 中的 $t$。

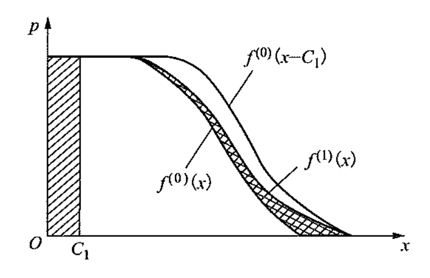



图 4-7 等效持续负荷曲线

图 4-7 中 $f^{(0)}(x)$是原始持续负荷曲线，它是系统中所有发电机组应承担的负荷。设第一台发电机首先带负荷，其容量为 $C_1$，强迫停运率为 $q_1$。

当这台发电机组处于运行状态时，它和其他发电机组应承担的负荷由 $f^{(0)}(x)$表示。当发电机组 1 故障时，$f^{(0)}(x)$所表示的负荷应由除去发电机组 1 以外的其他发电机组承担。这样就相当于发电机组 1 和其他机

组共同承担了向右平移了 $C_1$ 的负荷曲线［见图 4-7 中 $f^{(0)}(x-C_1)$］中的负荷。

由于发电机组 1 的强迫停运率为 $q_1$，正常运行的概率为 $p_1=1-q_1$，所以考虑发电机组 1 的随机停运影响以后，系统的持续负荷曲线应由下式表示

$$f^{(1)}(x)=p_1f^{(0)}(x)+q_1f^{(0)}(x-C_1) \tag{4-33}$$

式（4-33）是发电机组 1 的随机停运与持续负荷曲线的卷积公式，其结果就是考虑该机组停运因素以后的系统等效持续负荷曲线。

等效持续负荷曲线 $f^{(1)}(x)$比 $f^{(0)}(x)$的最大负荷大 $C_1$，而总的负荷电量增加了 $\Delta E$，如图 4-7 中阴影部分所示。可以证明，这里的 $\Delta E$ 正好等于发电机组 1 由于故障而少发的电量。

一般来说，第 $i$ 台发电机的卷积公式为

$$f^{(i)}(x)=p_if^{(i-1)}(x)+q_if^{(i-1)}(x-C_i) \tag{4-34}$$

式中　$C_i$、$q_i$ ——分别表示发电机组 $i$ 的容量和强迫停运率；

$f^{(i)}(x)$、$f^{(i-1)}(x)$ ——分别表示发电机组 $i$ 投运后、投运前的等效持续负荷曲线。

在形成等效持续负荷曲线的过程中，可以在各台机组的带负荷区间计算各机组的发电量。

在发电机组逐个卷积过程中，等效持续负荷曲线也在不断变化，最大等效负荷在不断增大。设系统中共有 $n$ 台发电机组，其总容量为 $C_t$。当全部发电机组卷积运算结束之后，等效持续负荷曲线为 $f^{(n)}(x)$，最大等效负荷为 $x_{max}+C_t$，如图 4-8 所示。

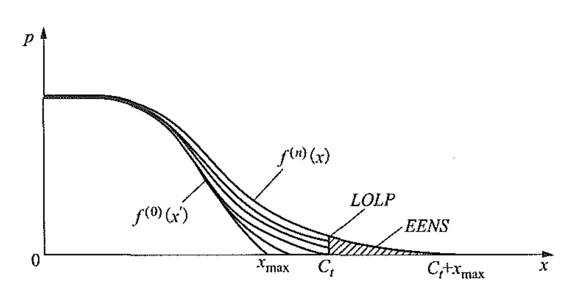



图 4-8　等效持续负荷图

这时系统电力不足概率 $LOLP$ 及电量不足期望值分别应为

$$LOLP=f^{(n)}(x_n) \tag{4-35}$$

$$EENS=T\int_{x_n}^{x_n+x_{max}}f^{(n)}(x)\mathrm{d}x \tag{4-36}$$

（二）随机生产模拟的过程

随机生产模拟需要的原始资料包括负荷资料和发电机组的技术经济数据。

负荷数据主要用来形成研究期间的原始持续负荷曲线及最大负荷曲线。最大负荷曲线是指每月或每周的最大负荷按时间序列形成的曲线。这个曲线的用途是安排检修计划。

火电机组的数据通常包括：

（1）发电机组的类型、容量；

（2）发电机组的台数；

（3）各发电机组的平均煤耗率；

（4）燃料价格；

（5）发电机组的强迫停运率；

（6）发电机组的最小技术出力；

（7）发电机组所需的检修时间。

水电机组在电力系统中的运用与火电机组有很大不同。首先，水电机组的发电量是由水文条件及水库调度决定的，因此在发电调度中水电机组的发电量是给定的已知量。其次，由于水库上下游水位变动，水电机组的发电功率可能达不到其铭牌容量。这种由水力条件决定的水电机组的实际发电能力称为预想出力。在生产调度中应该用预想出力代替水电机组的容量参与电力平衡。水电机组在随机生产模拟中的处理是一个比较复杂的问题。

为了简单清楚的说明生产模拟的过程，以下假定电力系统只包含火电机组，且检修计划已知，因此参与运行的发电机组已全部确定。

在上述条件下，随机生产模拟的过程及步骤可分别叙述如下：

（1）处理负荷资料，形成原始持续负荷曲线。

（2）确定发电机组带负荷的优先顺序。火电机组按其平均煤耗率（或发电成本）由小到大的排序，就决定了发电机组带负荷的优先顺序。随机生产模拟是从基荷开始逐步向峰荷分配发电机组所带负荷，这种排序就能保证煤耗率小（或发电成本低）的机组分配到较大的发电量，从而保证整个系统的煤耗量最小。

（3）按带负荷顺序安排发电机组运行，计算发电量。第 $i$ 台发电机组的发电量 $E_{gi}$ 应根据等效持续负荷曲线 $f^{(i-1)}(x)$来进行计算

$$E_{gi}=Tp_i\int_{x_{i-1}}^{x_i}f^{(i-1)}(x)\mathrm{d}x \tag{4-37}$$

其中

$$x_i=\sum_{j=1}^{i}C_j$$

式中　$T$——研究的周期；

$p_i$——发电机组 $i$ 的可用率；

$C_j$——发电机组 $j$ 的容量。

（4）修正等效持续负荷曲线。根据式（4-34）有

$$f^{(i)}(x)=p_if^{(i-1)}(x)+q_if^{(i-1)}(x-C_i)$$

（5）按照式（4-35）、式（4-46）计算系统可靠性指标，即

$$LOLP=f^{(n)}(x_n)$$

$$EENS = T\int_{x_n}^{x_n + x_{\max}} f^{(n)}(x)\mathrm{d}x$$

（三）多状态发电机组及风电场模拟

在某些情况下，发电机组可能出现局部故障或个别辅助设备故障，这时发电机组并不一定必须退出运行，但其发电能力已达不到铭牌出力，这样就出现了“降额运行”的情况。这时必须采用多状态发电机组模型。

设发电机组 $i$ 有 $N_s$ 个状态，发电出力 $C_s$（对应停运容量 $\overline{C_s}$ 的概率为 $p_s$。各状态的概率应满足

$$C_s + \overline{C_s} = 1 \tag{4-38}$$

$$\sum_{1}^{N_s} p_s = 1 \tag{4-39}$$

多状态发电机组的卷积公式可以仿照两状态机组的情况导出。设前 $i$–1 台发电机组在随机生产中拟中已安排运行，并经卷积计算形成了等效持续负荷曲线 $f^{(i-1)}(x)$。

对于发电机组 $i$ 的状态 $s$ 来说，其停运容量为 $\overline{C_s}$，概率为 $p_s$。也就是说，由于机组 $i$ 的运行，系统等效持续负荷曲线将以 $p_s$ 概率变为 $f^{(i-1)}$（$x-\overline{C_s}$），这里 $s$=1，2，…，$N_s$，因此最终的等效持续负荷曲线为

$$f^{(i)}(x) = \sum_{1}^{N_s} p_s f^{(i-1)}(x - \overline{C_s}) \tag{4-40}$$

目前，负荷修正和多状态机组建模是两种较为常见的风电建模方法。

多状态机组法则是将某一时间段内的风电机组出力按从小到大排序，按出力水平高低将风电出力划分为 $N_s$ 个状态，统计得到各个状态出力及相应的出现概率 $p_s$，这些状态满足式（4-38）、式（4-39），等效持续负荷曲线修正见式（4-40）。

这种建模方法基于持续风电的出力曲线，它能够充分描述风电出力的随机性，可以反映较长时间风电替代常规机组发电的特性，方便与基于等效持续负荷曲线和电量函数的随机生产模拟计算方法相结合。

（四）分段发电机组和反卷积计算

在随机生产模拟中，通常把一个火电机组的容量分为基荷容量和峰荷容量两段，并分别用基荷煤耗微增率和峰荷煤耗微增率来描述。这种模拟方法比用一个平均煤耗率描述整个发电机组特性的方法更符合实际情况。

在对分段发电机组进行带负荷的优化排序时，同一发电机组的基荷分段和峰荷分段不一定排在相邻的位置上。这时，在计算各发电机组峰荷部分发电量时，必须在等效负荷曲线上消除其基荷部分卷积运算的影响。这样就引出了反卷积运算的概念。反卷积是卷积的逆运算，它们都是处理等效持续负荷曲线的重要方法。

反卷积的计算公式可由卷积公式推导得出。

设第 $i$+1 台发电机组与前面已安排的发电机组 $b$ 为同一发电机组的不同分段。在安排第 $i$+1 台发电机组时应已形成等效持续负荷曲线 $f^{(i)}(x)$

$$f^{(i)}(x) = f^{(0)}(x) \oplus G_1 \oplus G_2 \oplus G_3 \oplus \cdots \oplus G_b \oplus \cdots \oplus G_i \tag{4-41}$$

式中 $\oplus$ ——卷积运算符号；

$G_i$ ——参与卷积运算的机组或机组分段。

可将上式写成递归运算的形式

$$f^{(i)}(x) = f^{(i-1)} \oplus G_i$$

由于卷积运算服从交换律，式（4-41）可以改写为 $f^{(i)}(x) = f^{(0)}(x) \oplus G_1 \oplus G_2 \oplus G_3 \oplus \cdots \oplus G_i \oplus G_b$。

写成递归运算的形式，如下

$$f^{(i)}(x) = \overline{f}^{(i-1)}(x) \oplus G_b \tag{4-42}$$

其中 $\overline{f}^{(i-1)}(x) = f^{(0)}(x) \oplus G_1 \oplus G_2 \oplus G_3 \oplus \cdots \oplus G_i$。

即 $\overline{f}^{(i-1)}(x)$ 为原始持续负荷曲线与除了发电机组 $b$ 以外的前 $i$ 台发电机组卷积运算的结果。

由于第 $i$+1 台机组和 $G_b$ 为同一发电机组的不同分段，因而在安排第 $i$+1 台机组运行时，不应考虑 $G_b$ 随机停运对等效持续负荷曲线的影响。因此第 $i$+1 台机组发电量应根据 $\overline{f}^{(i-1)}(x)$ 计算，而不是根据 $f^{(i)}(x)$ 进行计算。这就要求在安排第 $i$+1 台机组运行时先求出 $\overline{f}^{(i-1)}(x)$。为此可利用式（4-42）由反卷积运算求 $\overline{f}^{(i-1)}(x)$。

设 $G_b$ 的容量为 $C_b$，其强迫停运率与机组 $i$+1 相同，将式（4-42）展开得

$$f^{(i)}(x) = p_{i+1}\overline{f}^{(i-1)}(x) + q_{i+1}\overline{f}^{(i-1)}(x - C_b)$$

由此得到

$$\overline{f}^{(i-1)}(x) = [f^{(i)}(x) - q_{i+1}\overline{f}^{(i-1)}(x - C_b)] / p_{i+1} \tag{4-43}$$

这样，当求 $\overline{f}^{(i-1)}(x)$，不仅要知道 $f^{(i)}(x)$，还要知道 $\overline{f}^{(i-1)}(x - C_b)$。实际上，当 $x \leqslant C_b$ 时，根据等效持续负荷曲线的定义 $\overline{f}^{(i-1)}(x - C_b) = 1$。这样就使递归地利用式（4-43）进行反卷积运算成为可能。

# 第五节 电源规划选址

## 一、火电厂厂址选择

火电厂的厂址选择工作分规划选厂和工程选厂两个阶段，并作为初步可行性研究和可行性研究的主要内容。

（一）选址原则

厂址选择应符合国家产业政策，根据电力发展规

划、地区发展规划、能源资源、水资源、运输条件、自然条件等因素，从全局出发，统筹考虑，正确处理厂址与农业、工业、国防设施和人民生活等方面的关系，满足环境保护要求。

厂址范围应根据建设和施工的需要，按规划容量确定，自然条件许可时，应考虑电厂扩建的可能性。

电源基地的大型燃煤凝汽式发电厂宜在矿区建设，宜采用煤电联营的方式开发建设坑口电厂。

（二）选址基本条件

1. 厂址用地

厂址选择应尽量节约用地、利用荒地和劣地、少拆迁房屋、减少人口迁移、尽量减少土石方量。应优先选用规划的建设用地，不占用基本农田、林地，如需占用，应按国家政策规定进行置换或补偿。

2. 场地标高

厂址场地标高应符合防洪标准的要求，规划容量在2400MW以上的电厂厂址，应满足100、200年（对于风暴潮严重的特大型海滨发电厂取 200 年）的高（潮）水位的要求，规划容量在400～2400MW的电厂厂址，应满足100年的高（潮）水位的要求，规划容量在400MW以下的电厂厂址，应满足50年的高（潮）水位的要求。若厂址标高低于上述洪水位时厂区应有防洪围堤或其他可靠的防洪设施。

3. 地震地质

厂址的地震基本烈度应按国家颁布的现行《中国地震烈度区划图》和《中华人民共和国防震减灾法》确定。电厂厂址不应设在滑坡、岩溶发育、地震断裂带以及地震基本烈度在Ⅸ度以上的地区。

4. 工程水文气象

厂址宜选在附近城镇或生活区常年最小频率风向的上风侧。根据主导风向的原则，散发烟污的设施应布置在下风侧。

5. 燃料及运输

应落实燃料来源、燃料量和运输通道及其运力；燃料运输通过铁路专用线与国家铁路或矿轨接轨的厂址，连接距离宜短，避免建设大型桥梁、隧道；燃料通过公路运输的厂址，应尽量利用现有公路；燃料通过水路运输的厂址，应尽量利用水道附近的现有码头或进行扩建；坑口厂址，应采用胶带输送机运输燃料。

6. 厂址水源

电厂水源可取自海、天然河道、湖、水库等地表水，在符合用水政策的区域也可取自地下水；水源取自煤矿排水或城镇中水的厂址，应考虑备用水源；大型电厂水源须满足用水保证率97%、小型电厂水源须满足用水保证率95%的要求。

7. 厂址灰场

储灰场不应占用基本农田、林地，不应占用江河、湖泊的蓄洪和泄洪区，并应满足环保要求。

8. 出线条件

厂址应满足规划容量时接入系统出线走廊的占地要求。选择厂址时，应充分考虑出线条件，按电厂接入系统的规划要求，留出足够的出线走廊。

9. 环保要求

厂址应选在环境容量较大、排放条件较好的地区，应注意发电厂与其他工业企业所排出的废气、废水、废渣的相互影响。除热电厂外，凝汽式燃煤电厂厂址不得选在大、中城市的城区和近郊区。

（三）选址内容深度要求

选择电厂厂址时，应研究电网结构、电力负荷和热力负荷、燃料供应、水源、交通、燃料及大件设备运输、储灰场、出线走廊、地质、地震、地形、水文、气象、环境影响、占地拆迁和施工条件等，拟订初步方案，通过全面的技术和经济比较和分析，提出厂址推荐意见。

在规划选址阶段，当有多个推荐的厂址时，应对各厂址的建设顺序和规模提出意见。

在选定厂址时，应对建设规模和建成期限提出意见，并对装机容量提出建议。

1. 厂址选择内容

（1）初步确定电厂规划容量、一期容量、单机容量、机组台数、机组初步参数、发电设备年利用小时等选址参数。

（2）取得合适比例的地形图，在地形图上完成图面选址，初步选定厂址、储灰场和水源地等，并和当地政府的发改委、规划局、国土局、水利局、环保局、气象局、文化局以及军队、机场和铁路等部门进行落实。

（3）对电力市场和热力市场、建厂用地、煤炭等一次能源、电厂用水资源、环境空间等建厂资源进行调查分析，落实建厂资源条件，确定厂址的可行性。

（4）对厂址的区域稳定、地震地质、工程地质、水文地质、工程气象、工程水文、地形地貌、交通运输、施工条件、环境本底、地下文物和矿藏、地上古迹、机场和军事设施等自然条件进行调查分析，查明厂址自然条件，确定厂址是否可行。

（5）厂址应避让重点保护的文化遗址，也不宜设在有重要开采价值的矿藏上。

（6）在确定厂址时，应取得有关部门认可协议，主要有土地使用、燃料和水源供应、铁路运输及接轨、公路和码头建设、输电线路及供热管网走廊、环境保护等，若厂址附近有机场、军事设施、文物、矿藏等，除研究其影响外，还要取得相关部门的协议。

2. 工程设想

在初步可行性研究和可行性研究阶段，相关专业

根据初步确定的电厂规划容量、一期容量、单机容量、机组台数、发电设备年利用小时等，在厂址上进行规划和布置、交通规划、专业设计原则和和工艺系统、主要设备和主要辅助设备选择和布置、主要工程设施、土建和水工主要建筑物结构形式、主要污染物和减排措施等进行工程方案设想，并提出相应工程量，确定工程主要技术原则和方案。

3. 投资估算

通过投资估算计算项目的静态和动态投资，通过财务评价计算上网电价，确定项目静态及动态效益和利润指标。投资者通过项目投资估算和财务评价结论对项目融资前和融资后的财务内部收益率、财务净现值、投资回收期、投资利润率、投资利税率、资本金利润率等反映项目盈利能力指标，以及资产负债率、国内借款偿还期等反映项目清偿能力的指标进行判断，做出投资决策。

（四）火电厂主要技术指标

典型常规燃煤发电机组供电煤耗参考值见表4-21。

表 4-21　典型常规燃煤发电机组供电煤耗参考值　[g/（kW·h）]

| 机组类型 | | 新建机组设计供电煤耗 | 现役机组生产供电煤耗 | |
|---|---|---|---|---|
| | | | 平均水平 | 先进水平 |
| 1000MW 级超超临界 | 湿冷 | 282 | 290 | 285 |
| | 空冷 | 299 | 317 | 302 |
| 600MW 级超超临界 | 湿冷 | 285 | 298 | 290 |
| | 空冷 | 302 | 315 | 307 |
| 600MW 级超临界 | 湿冷 | 303（循环流化床） | 306 | 297 |
| | 空冷 | 320（循环流化床） | 325 | 317 |
| 600MW 级亚临界 | 湿冷 | — | 320 | 315 |
| | 空冷 | — | 337 | 332 |
| 300MW 级超临界 | 湿冷 | 310（循环流化床） | 318 | 313 |
| | 空冷 | 327（循环流化床） | 338 | 335 |
| 300MW 级亚临界 | 湿冷 | — | 330 | 320 |
| | 空冷 | — | 347 | 337 |

注　不含燃用无烟煤的 W 火焰锅炉机组。

燃煤发电厂厂区建设用地基本指标见表 4-22。

表 4-22　燃煤发电厂厂区建设用地基本指标　（$hm^2$）

| 厂区建设用地类型 | 100MW 机组 | | 200MW 机组 | | 300MW 机组 | | 600MW 机组 | | 1000MW 机组 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2 台 | 4 台 | 2 台 | 4 台 | 2 台 | 4 台 | 2 台 | 4 台 | 2 台 | 4 台 |
| 直流冷却系统、水路运煤、码头接卸、皮带运输 | 11.37 | 15.29 | 14.60 | 20.23 | 17.82 | 27.03 | 26.12 | 38.23 | 31.83 | 51.50 |
| 直流冷却系统、铁路运煤、翻车机卸煤 | 14.85 | 18.78 | 18.08 | 23.71 | 21.30 | 32.43 | 31.52 | 47.93 | 37.23 | 57.22 |
| 循环冷却系统、铁路运煤、翻车机卸煤 | 16.98 | 23.35 | 20.74 | 29.42 | 24.45 | 39.05 | 36.44 | 58.12 | 44.18 | 71.54 |
| 循环冷却系统、公路运煤、汽车卸煤沟 | 14.52 | 21.01 | 18.37 | 27.71 | 22.21 | 35.89 | 33.23 | 52.90 | 41.57 | 71.40 |
| 循环冷却系统、皮带运输 | 13.50 | 19.86 | 17.26 | 25.94 | 20.97 | 33.65 | 31.04 | 48.42 | 38.78 | 65.82 |
| 直接空冷系统、铁路运煤、翻车机卸煤 | 14.84 | 18.88 | 18.04 | 23.88 | 21.25 | 32.42 | 32.00 | 49.05 | 38.43 | 60.57 |
| 直接空冷系统、公路运煤、汽车卸煤沟 | 12.38 | 16.54 | 15.67 | 22.17 | 19.01 | 29.26 | 28.79 | 43.83 | 35.82 | 60.43 |
| 直接空冷系统、皮带运输 | 11.36 | 15.39 | 14.56 | 20.40 | 17.77 | 27.02 | 26.60 | 39.35 | 33.03 | 54.85 |
| 间接空冷系统、铁路运煤、翻车机卸煤 | 18.77 | 26.66 | 23.49 | 34.73 | 27.86 | 45.53 | 40.93 | 67.04 | 51.01 | 85.78 |
| 间接空冷系统、公路运煤、汽车卸煤沟 | 16.31 | 24.32 | 21.12 | 33.02 | 25.62 | 42.37 | 37.72 | 61.82 | 48.40 | 85.64 |
| 间接空冷系统、皮带运输 | 15.29 | 23.17 | 20.01 | 31.25 | 24.38 | 40.13 | 35.53 | 57.34 | 45.61 | 80.06 |

火电厂设计耗水指标见表 4-23。

表 4-23　　火电厂设计耗水指标　　[m³/（s・GW）]

| 序号 | 机组类型 | 机组冷却方式 | 单机容量＜300MW | 单机容量300MW | 单机容量≥600MW | 参考的相关工艺方案 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 燃煤发电厂 | 淡水循环供水系统 | 0.55～0.80 | 0.50～0.70 | 0.40～0.60 | 湿法脱硫、干式除灰、湿式除渣 |
| 2 | | 淡水直流供水系统<br>海水直流供水系统<br>海水循环供水系统 | 0.08～0.12 | 0.07～0.10 | 0.04～0.08 | 湿法脱硫、干式除灰、湿式除渣 |
| 3 | | 空冷系统 | 0.11～0.15 | 0.08～0.12 | 0.05～0.10 | 湿法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水湿冷 |
| | | | 0.09～0.12 | 0.07～0.10 | 0.04～0.08 | 湿法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水空冷 |
| | | | — | 0.04～0.06 | 0.025～0.05 | 干法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水空冷 |
| 4 | 燃气—蒸汽联合循环电厂 | 循环供水系统 | ≤0.40 | ≤0.35 | | — |
| | | 直流供水系统 | ≤0.06 | ≤0.05 | | — |
| | | 空冷系统 | ≤0.06 | — | | — |

## 二、核电厂厂址选择

核电厂与火电厂的本质不同在于核电厂要满足核安全的要求，因此，本部分主要针对核电厂进行初步可行性研究（厂址查勘）、可行性研究（厂址评价）工作中遇到的一些问题，尤其是在安全方面的一些殊要求加以介绍，对与火电厂选厂相同部分不再重复。

### （一）选址工作阶段划分

核电厂选址工作按基本建设程序分为两个阶段，即初步可行性研究阶段的厂址查勘工作和可行性研究阶段的厂址评价工作。

（1）厂址查勘阶段。对大区域的核电厂址进行研究与调查，在考虑技术、安全和环境及经济方面的问题之后，排除不可接受地区的厂址，然后再对其余可接受地区内的厂址进行系统筛选、选择和比较，最终确定两个或以上候选厂址。

（2）厂址评价阶段。对初步可行性研究报告审查批准的一个或若干个优选厂址（在特定条件下）的研究与调查，从技术、安全、环境和经济各方面，特别是从安全可靠性和环境相容性的观点出发证明该厂址是可接受的。在本阶段要确定和评价与推荐厂址可接受性相关的设计基准。

核电厂厂址选择过程通常从大区域调查研究开始，选择出多个候选厂址进行查勘工作，以选择两个或以上候选厂址，然后详细评价优选厂址的可接受性，以最终确定推荐厂址。

### （二）厂址选择基本要求

核电厂厂址选择需满足如下国家标准和法规要求：

GB 6249—2011《核动力厂环境辐射防护规定》；

HAF 101—1991《核电厂厂址选择安全规定》；

NB/T 20293—2014《核电厂厂址选择基本程序》。

从核电厂厂址选择工作开始到最终选定的全过程中，必须充分考虑以下五方面因素，并在厂址选择报告中予以明确论述：

（1）适于建造和运行拟建核电厂的与技术可行性因素相关的厂址特征；

（2）厂址所在区域可能发生的外部自然事件和人为事件对核电厂的影响；

（3）核电厂释放的放射性物质，对厂址所在区域人体和环境的潜在影响；

（4）与采取应急措施可能性、评价个体和群体风险所需要的有关外围地带的人口密度、分布及其他特征；

（5）影响在所选厂址上建造和运行拟建核电厂的经济合理性的厂址特征。

核电厂选址过程中需结合拟建核电厂的设计，考虑与技术可行性、安全可靠性、环境相容性和经济合理性相关的全部厂址特征，予以综合评价所选厂址的适宜性。对厂址进行全面评价后，如果与厂址有关的问题在技术上有办法解决，从而保证在该厂址上能够比较经济地建造和运行拟建核电厂，并能保证拟建核

电厂在建造和运行期间对该地区居民的风险降低到可接受的程度，则应认为这个厂址是符合要求的。如果厂址评价证明所选厂址在上述五方面的影响因素是不可接受的，且无法通过设施设计、厂址保护措施或管理程序来进行补偿和保护，则必须认为所选核电厂址不适宜。

（三）对有关外部自然事件的评价

在核电厂厂址选择中，必须对所选厂址所在区域内可能存在或可能发生的地表断裂、地震活动、火山、洪水泛滥、极端气象现象等自然现象进行收集，并对上述自然事件对核电厂安全性的影响进行评价。

（1）地表断裂。必须调查厂址及其邻近地区是否发生过地表断裂现象，在高地震活动区中，通常在区域分析时要否定靠近已知大的能动断层的地区和靠近已知能动断层的厂址。也可采用厂址到可疑能动断层的距离筛选和选择厂址，离能动断层有足够距离的厂址通常予以优先选择。

（2）地震活动。对推荐厂址必须进行工程地质、区域地质和地震（包括诱发地震）的评价，在区域分析时优先选用地震影响较小的候选厂址，地震活动性相对高的地区通常予以否定，凡高于或等于《中国地震烈度区划图》所示的地震烈度高于Ⅶ度的地区，一般应予否定。

（3）斜坡不稳定。对土质斜坡和岩质斜坡，无论是天然的还是人工的，均必须做出斜坡稳定性的评价。为此应收集斜坡内部附近及下部土层的范围与分布情况，斜坡的几何形状，岩石的静力与动力特性，水位标高及地下水位的变化。如果所选厂址有可能存在影响安全的高斜坡（天然斜坡和人工斜坡），且采取适当的工程措施后还可能存在不稳定的情况，则应认为该厂址不适宜。

（4）地下岩土层的适宜性。查清厂址地区的地质图及其他有关资料，以便确定是否存在洞穴、岩溶、矿井、水井、油井或气井，按优劣顺序排列选出有适当地下岩土层作为地基的厂址，研究基土性能及其在地震组合下是否存在液化、沉降、滑移及塌陷等地基失效现象，具有严重沉降、塌陷危险的地区，不宜选作核电厂厂址。

（5）火山活动。火山活动区域及紧邻存在可能活动火山的候选厂址应予以否定。

（6）洪水泛滥。通常在区域分析时要否定受高洪水水位影响的地区，优先选用受洪水影响较小的候选厂址。对远离海岸的核电厂厂址，应查明所选厂址因降雨、洪水或地震引起的溃坝、滑坡、冰凌、漂木、碎石和火山活动导致河道阻塞而可能引发洪水的情况。对海边厂址，应考虑可能最大风暴潮、可能最大海啸和可能最大假潮引起的洪水，以及上述三种海潮洪水的组合引起的洪水。对所选厂址，若采用可行的防洪措施后仍达不到防洪设计基准洪水位的要求时，则认为该厂址是不适宜的。

（7）极端气象现象。如果厂址区域曾经出现过龙卷风、热带气旋或台风等极端气象现象，则应收集详细的历史资料，以便分析所选厂址受极端气象影响的严重程度。根据可用的区域气象资料，判断有可能遭受非常严重的龙卷风或热带气旋侵袭的地区应予以否定。

（四）对有关外部人为事件的评价

在核电厂厂址选择过程中，应调查厂区周围有无炼油厂、化工厂、油气管线、火药库、炸药库以及危险品仓库设施，有无铁路、列车、公路交通工具及船舶、驳船等载有爆炸、易燃、腐蚀性危险品，有无机场及空中有无飞机走廊航线，有无军事设施（投弹场、打靶场等），并就上述设施对核电厂安全性的影响进行评价。

（1）化学品爆炸。必须查明厂址地区有无可能导致猛烈爆炸或产生爆燃气团的化学品的装卸、加工、运输和储存等活动。化工厂、炼油厂、火药库、炸药库、油和天然气储存设施及其输送管线和陆地与水陆运输道路，在区域分析时，应考虑核电厂厂址离开爆炸源的安全距离大于10km，离开危险气云源（能形成爆炸气云以及能进入通风系统的易燃气体和蒸汽）的安全距离大于10km。

（2）飞机坠毁。必须评价飞机在厂址上坠毁的可能性，并在评价时尽可能地考虑未来空中运输和飞机的特性。应对其他所有机场以机场为中小距离10km、对航线或起落通道4km半径范围内的地区予以否定。

（3）军事设施。在区域分析时，对厂区30km半径范围有军事设施或轰炸演习之类的地区一般予以否定。

（五）核电厂与周围环境潜在影响的评价

在厂址选择中，从核安全的角度出发，必须把核电厂正常放射性释放物及事故放射性释放物作为辐射源看待，使用厂址适用的特定参数来评价放射性物质潜在的放射性影响，目的是保护公众和环境免受正常运行和事故状态放射性释放而引起的危害。根据假想的堆芯裂变产物释放事故的源项、预期的安全壳泄漏率，拟选推荐厂址周围的人口分布和当地的大气弥散条件计算非居住区边界和规划限制区边界上公众受到的个人剂量，以确定非居住区和规划限制区的大小。必须考虑区域和厂址的异常特性，并特别注意生物链在放射性核素积累和运输中的作用。

（1）厂址非居住区和规划限制区。GB 6249—2011《核动力厂环境辐射防护规定》要求以反应堆为中心，半径不应小于500m的区域为非居住区。以反

应堆为中心，半径不小于5km的区域为卫生防护区即规划限制区，在该区内不得有监狱、飞机场、易燃易爆危险品生产和贮存设施，不应有大中型医院，疗养院以及奶牛、奶羊等集中养殖场和放牧场；该区内人口密度应较低，一旦核电厂发生事故，便于在该区采取必要的应急处理措施。

（2）大气弥散。在区域分析时可根据风向、大气弥散特征筛选和比较候选厂址。可通过估算核电厂释放的放射性物质弥散到该区域居民区的程度，评价对人体的辐射影响，应否定长期出现不利的大气弥散特征的地区。

（3）水弥散。如果所选厂址处于公众所用或计划将来供公众使用的地下或地表饮用水源的上游，则在厂址筛选时应慎重考虑。筛选可能厂址可将其作为重要饮用水源的方位作为一个因素予以比较分析。优先选用那些饮用水源受事故污染可能性低的厂址。

（4）水土利用。必须分析拟建核电厂区域土地和水的利用情况，包括：供农业拟用的土地面积、主要作物品及产量；牧场专用的土地面积及畜、奶产量；商业、居住及游乐专用的场地面积及其使用特征；用于商业目的（包括航运、公用供水和游乐）的水体；野生生物赖以生存的水体和土地；食物链受放射性污染的直接及间接途径，必须特别注意查清那些对确定食物链运输有重要作用的特征。

（六）考虑人口因素的评价

人口分布是核电厂厂址选择过程中需要高度重视的因素之一。要根据人口分布采用人口分布和当地气象条件相结合的评价方法，或根据人口分布特征（如距大、中、小城镇的距离等）对候选厂址进行比较筛选。在厂址区域分析时，靠近10万人口以上城镇距离小于10km、距100万人口以上大城市的市区发展边界距离小于40km，以及人口非常稠密的地区应予以否定。

必须分析确定厂址所在区域内，特别是收集厂址所在区域距厂址半径80km范围内现有的和预计的人口分布资料，包括该范围内的现有人口、常住人口、暂住人口和规划人口，并且在核设施整个寿命周期内（40～60年）持续收集，以按照离核动力厂的距离和方位给出人口分布。应特别注意核电厂紧邻地区（距厂址半径5km范围）的人口分布、该区域人口稠密区和人口中心、10万人以上城镇和100万人口以上大城市，以及特殊设施如医院、监狱等，以判断拟建核电厂对厂址区域的影响，以及制订并执行应急计划的可能。

## 三、风电场场址选择

风电场应选择在风能资源丰富、风向稳定的区域，同时也应兼顾联网条件、交通运输、装机规模、地质条件和社会经济等多方面因素。

风电场建设应当先编制发展规划，再开展具体项目建设，同时应遵循节约利用土地及海域资源，保护区域环境的原则，合理布局。

风电场选址一般包括宏观选址与微观选址。

（一）宏观选址

宏观选址一般是指在缺少现场测风的条件下，在一个较大范围的地域内，根据全国或地区的风能资源分布图、当地的气象数据资料、地形地貌等情况，初步判断、选择风能资源丰富的区域，并综合考虑当地社会经济水平、能源结构、土地使用、交通运输、并网条件、环境影响等因素，确定符合建设条件的风电场场址。

宏观选址的主要技术条件有：

（1）风能资源。在没有现场测风的情况下，风电场场址选择一般根据下列资料初步判断当地的风能资源状况：

1）气象部门绘制的全国或地区的风能资源分布图；

2）附近其他风电项目的前期成果；

3）当地气象台、站的测风数据；

4）区域性大气环流在当地所处的纬度、海拔、地形地貌和地面粗糙度等影响下，形成的当地风资源分布特点。

除了以上风电场场址定性选择依据外，还可根据现场踏勘，采用地形地貌特征判别法，植物变形判别法，风成地貌判别法，当地居民调查判别法等传统方法，初步判断当地风能资源是否丰富。

随着风资源数值模拟技术快速发展，借助大数据和高性能计算机技术，基于大数据架构和云服务模式，实现高精度流体仿真和气象模式，可生成一定分辨率的风资源图谱，对区域宏观选址起着非常重要的作用。

（2）风电场并网条件。风电场场址选择时应尽量靠近合适电压等级的变电站或电网，要考虑电网现有容量、结构及其可容纳的最大容量，以及风电场的上网规模与电网是否匹配的问题。

（3）交通运输条件。风电场的交通方便与否，影响设备、装备、备件运送等，影响风电场建设。风电场场址选择要考虑所选定风电场的交通运输情况，设备供应运输是否便利，运输路段及桥梁的承载力是否适合风力发电机组运输车辆等。

（4）工程地质条件。在风电场选址时，应避开地震危险和不利地段，避开危险场地如不稳定的边坡、地矿采空塌陷区等，应尽量选择地震烈度小，工程地质和水文地质条件较好的场址。作为风电机组基础持力层的岩层或土层应厚度较大、变化较小、土质均匀、

承载力能满足风电机组基础的要求。

（5）环境影响。风电场选址时应注意与附近居民、工厂、企事业单位（点）保持适当距离，尽量减小噪声污染；应避开水源保护区、自然保护区、珍稀动植物地区，以及候鸟保护区和候鸟迁徙路径等。另外，风电场场址内树木应尽量少，以便在建设和施工过程中少砍伐树木，应尽量减少占用植被面积。

（6）其他因素。风电场场址选择还需要考虑当地的社会经济水平，能源结构；当地居民对风力发电的接受程度；风电场场址区的土地利用情况，征地难易程度；风电场是否涉及压覆矿藏，是否与当地的军事设施、文物保护冲突等。

（二）微观选址

微观选址是在宏观选址的基础上，考虑地形、地貌、交通等因素，在既定的拟选区域中进行筛选，并进一步对风力发电机组进行选型、具体布置及计算发电量，使得整个风电场具有良好的经济、社会效益的过程。

（1）风力发电机选型。在风电场的建设中，风力发电机组的选择受到风电场自然环境、交通运输和吊装等制约条件，应在技术先进、运行可靠的前提下，选择经济上切实可行的风力发电机组。

1）根据风电机组的制造水平、技术成熟程度和价格，结合风电场的风况特征、风电机组的安装条件和设备运输条件，确定单机容量范围，拟订若干不同的单机容量方案。

2）机型选择的内容包括：①根据选定的单机容量范围选择若干个机型，比较特征参数、结构特点、塔架型式、功率曲线和控制方式；②按照充分利用风电场风能资源、土地和减少风力发电机组间相互影响的原则，对各种机型方案进行初步布置，计算不同机型在标准状态下的年理论发电量；③对选择的机型进行技术经济比较，选定机型。

（2）风力发电机组的布置。

1）综合考虑风电场地形、地表粗糙度、障碍物等，并合理利用风电场代表年测风资料，利用专业风能资源评估软件，绘制风电场预装风电机组轮毂高度风能资源分布图。

2）根据风电场风能资源分布情况和具体地形条件，兼顾单机发电量和风电机组间的相互影响，拟订若干个风电机组布置方案，对风电机组布置进行优化。

3）在风电机组间的相互影响、发电量和工程造价等方面对各风电机组布置方案进行综合比较，选定风电机组最终布置方案，并绘制出风电机组布置图。

（3）风电场年上网电量计算。

1）利用风能资源评估专业软件，结合风电风况特征和风电机组功率曲线，计算风电机组标准状态下的理论年发电量。

2）根据风电场场址或附近的气象台（站）多年的温度、气压和湿度资料计算平均空气密度，修正风电机组功率曲线，并对风电场年理论发电量进行空气密度修正。

3）利用风能资源评估专业软件评估风电机组尾流影响，并估算风电场年发电量尾流影响折减系数。

4）提出风电机组可利用率、风电机组功率曲线保证率及叶片污染折减系数。

5）根据风电场现场实测气温数据，计算发电量低温影响，提出风电场年发电量低温折减系数。

6）计算风电场湍流强度，提出控制和湍流折减系数。

7）计算变压器损耗及线损，风电场自用电量等，提出损耗系数。

8）根据风电场具体情况，合理考虑周边其他风电场对本项目年发电量的折减。

9）计算风电场年发电量综合折减率，并估算风电场年上网电量、年等效满负荷小时数、容量系数等。

## 四、太阳能电站站址选择

具有丰富稳定的太阳能资源是太阳能电站选址的重要因素，同时站址选择时还应满足国家可再生能源中长期发展规划、城乡规划、土地利用总体规划、环保、接入系统、交通运输等方面的要求。

（一）光伏电站选址

（1）应满足国家可再生能源中长期发展规划、地区自然条件、太阳能资源、交通运输、接入电网、城乡规划、土地利用规划、环境保护与水土保持、军事设施、矿产资源、文物保护、风景名胜与生态保护、水源保护、地区经济发展规划等方面的要求。

（2）应从全局出发，正确处理与相邻农业、林业、牧业、渔业、工矿企业、国防设施、城市规划和居民生活以及电网等各方面的关系，并对区域经济和社会影响进行分析论证。

（3）应研究电网结构和电力系统规划、交通及大件设备的运输、环境保护要求、出线走廊、地质、地震、地形、水文、气象、占地拆迁、施工，以及周围工矿企业对电站的影响等条件，拟订初步方案，通过全面的技术经济比较和经济效益分析，提出论证和评价。当有多个候选站址时，应提出推荐站址的排序。

（4）应符合国家和项目所在地空气环境、水环境、声环境及海洋环境功能区划，并应避开水源保护区、自然保护区、名胜古迹、文化遗址和风景游览区，应避让军事设施，避免压覆重要矿产资源。

（5）在保证附近应无树木、高大山体、铁塔和其

他建筑物遮挡的前提下，避开雷暴区、多雾区、冰雹区和扬沙区，同时应避开空气严重污染的地区。

（6）应避开危岩、泥石流、岩溶发育、滑坡的地段和地震断裂地带等地质灾害易发区和采空区影响范围。当局部区域无法避开地质灾害易发区和采空区影响范围时，应进行地质灾害危险性评估，提出建设站址适宜性的评价意见，采取相应的防范措施。

（7）太阳辐射量应按实测资料统计分析确定。无资料工程地点的太阳辐射参数，可利用相似纬度、地形、下垫面和气候条件的气象辐射站太阳辐射和地面气象资料建立经验关系，利用该经验关系估算，也可通过区域气候学方法或太阳能资源数值模拟数据估算。在选站前期也可查阅全国太阳能资源分区图、气候图集估计。建立太阳辐射气候计算式应有足够的观测资料以保证经验公式的稳定性。

（二）光热电站选址

太阳能光热电站选址除了应满足光伏电站选址的要求外，还需要考虑供水水源、辅助燃料、特殊气象参数等外部条件，以及光污染的影响。

（1）供水水源。

1）太阳能光热电站供水水源必须充足可靠。在确定水源的给水能力时，应掌握当地农业、工业和居民生活用水情况，以及水利、水电规划对水源变化的影响。

2）电站站址宜靠近水源，并应考虑取排水设施对水域航运、环境、养殖、生态和城市生活用水等的影响。

3）电站取水口位置选择：当采用江、河水作为供水水源时，其取水口位置必须选择在河床全年稳定的地段，且应避免泥沙、草木、冰凌、漂流杂物、排水回流等的影响；当考虑地下水作为水源时，按照国家相关电力行业现行的供水水文地质勘查规范的要求，提出水文地质勘探评价报告，并得到有关水资源主管部门的批准。

（2）辅助燃料供应，应可靠稳定，站址宜布置在距离天然气站、燃油站较近的位置，燃料运输宜采用管道或汽车运输。

（3）应充分考虑站址区域大风、冰雹、低温、沙暴等特殊气象条件的影响。

（4）光污染的影响。

1）塔式光热电站选址应满足附近机场的特殊要求，吸热器和定日镜可能会造成飞行员的视线污染，同时当电站在机场附近时，吸热塔的高度也应满足机场净空要求。

2）考虑吸热器和定日镜反射太阳光对驾驶员可能造成的视觉影响，塔式光热电站站址与主要道路需要保持一定的距离，具体数值在环境影响评价中确定。

3）应避开鸟类栖息区和候鸟迁移路线。

（三）太阳能电站选址其他应注意问题

除了上述选址注意问题，太阳能电站选址时还应提前搜集已有资料，如地理、气象、水文、地形图等，并根据太阳能年辐射量、年日照时数、平均气温等资料，对本地太阳能资源进行评估和划分，选用太阳能资源最佳开发区、太阳能资源较佳开发区，以及综合条件较好的地区，初步确定可开发电站的大致位置。

（1）太阳能资源等级主要评价指标：光伏电站为总辐射，光热电站为法向直接辐射。数据应采用累年平均值和辐射代表年特征值。可采用太阳能资源丰富程度、稳定程度等级指标对太阳能资源进行分级评估。

1）太阳能资源丰富程度。光伏电站太阳总辐射资源丰富程度等级标准可按表4-24评定。

**表4-24　光伏电站太阳总辐射资源丰富程度等级标准**

| 等级名称 | 分级阈值（$MJ/m^2$） | 分级阈值（$kW \cdot h/m^2$） | 等级符号 |
|---|---|---|---|
| 最丰富 | $GHR \geqslant 6300$ | $GHR \geqslant 1750$ | A |
| 很丰富 | $5040 \leqslant GHR < 6300$ | $1400 \leqslant GHR < 1750$ | B |
| 丰富 | $3780 \leqslant GHR < 5040$ | $1050 \leqslant GHR < 1400$ | C |
| 一般 | $GHR < 3780$ | $GHR < 1050$ | D |

注　$GHR$—水平面总辐照量，单位为$MJ/m^2$。

光热电站统一法向直接辐射资源丰富程度等级标准可按表4-25评定。

**表4-25　光热电站统一法向直接辐射资源丰富程度等级标准**

| 等级 | 垂直于太阳入射光的直接辐射年总量［$MJ/(m^2 \cdot a)$］ | 丰富程度 | 应用于并网太阳能发电 |
|---|---|---|---|
| 1 | $DNI \geqslant 8840$ | 非常丰富 | 非常好 |
| 2 | $7580 \leqslant DNI < 8840$ | 丰富 | 好 |
| 3 | $6320 \leqslant DNI < 7580$ | 较丰富 | 较好 |
| 4 | $5050 \leqslant DNI < 6320$ | 一般 | 一般 |
| 5 | $DNI < 5050$ | 贫乏 | |

2）太阳能资源稳定程度可根据不同时段太阳辐射总量的变差系数评估，可根据日照代表年各月日照时数大于6h的天数最大值与最小值的比值（$K$）评估，太阳能资源稳定程度等级标准可按表4-26评估，也可根据多年各月平均辐照量的最小值和最大值之比来分析。

表 4-26　太阳能资源稳定程度等级标准

| 太阳能资源稳定程度指标 $K$ | 稳定程度 |
|---|---|
| $K<2$ | 稳定 |
| $2\leqslant K\leqslant 4$ | 较稳定 |
| $K>4$ | 不稳定 |

（2）太阳辐射能量密度低，太阳能电站需要很大面积的廉价土地，如戈壁、半固定沙漠、盐碱地等。耕地、草原等土地利用价值大的地区不宜开发。站址的土地面积应具备一定的开发规模，且满足电站厂房与各种建筑物的需要。

常规情况下光伏电站占地约 2ha/MW，光热电站占地 5～7ha/MW，光热电站根据镜场面积、聚光比及储热容量等参数的不同，电站占地面积将有所变化。

（3）地面光伏发电站站址宜选择在地势平坦的地区或北高南低的坡度地区。站址的地形最好要求平坦、略有坡度，且为正南或西南朝向，这样可减少平整土地的土方工程量且便于地面排水，可使电池方阵最大限度地受到阳光的照射。坡屋面光伏发电站的建筑，其主要朝向宜为南向或接近南向。宜避开周边障碍物对光伏电池组件或集热器的遮挡。

光热电站选址要求场地坡度较平整，槽式和塔式一般坡度要求分别小于 2%和 5%。当站址选在较平坦的坡地或丘陵地上时，不宜破坏原有水系、植被，尽量避免高填深挖，减少土石方和防护工程量。

（4）太阳能电站防洪设计应满足相应设计规范的要求。光伏电站按不同规划容量，根据不同防洪等级，防洪标准可分为不低于 30、50、100 年三挡，其最低防洪标准应不低于 30 年一遇高（潮）水位，同时，山区光伏电站防排设施按 50 年一遇山洪设计，海滨，江、河、湖旁，内涝地区的光伏电站除考虑重现期设计水（潮）位外，还应考虑 0.5m 的安全超高。

光热电站发电区、吸热塔防洪标准按照电站规模，发电区容量不同可分为不低于 50 年和 100 年两挡，其最低防洪标准不低于 50 年一遇高（潮）水位。镜场、其他独立区域防洪（涝）标准不低于 50 年一遇高水（潮）位，同时对场地设计标高和防护措施也做了相应要求。

# 第五章

# 电力电量平衡

## 第一节　平衡的目的及容量组成

### 一、平衡的目的

电力电量平衡是在预测的电力负荷水平和规划的电源装机容量条件下，分析电力需求与供应之间的平衡，通常包含电力平衡、电量平衡和调峰平衡。

电力平衡是电力负荷（包括损耗、备用）与电源（发电设备）容量的平衡；电量平衡是在规定时间（年、月、日）内电力负荷所需电量与电源可发电量（或可利用电量）的平衡，并通过核算电源设备年利用小时分析电源能否满足负荷需求；调峰平衡是特定条件下的电力平衡，重点关注发电设备的调节能力能否满足电力负荷（日、周）峰谷变化需求。

通过电力电量平衡，可以达到以下九方面目的：

（1）确定满足系统最大负荷需求的电源装机容量；

（2）确定系统的备用容量（包括负荷、事故、检修备用）；

（3）计算系统各类电源的利用情况（包括弃水、弃风、弃光），核算各类发电设备利用的合理性；

（4）确定满足系统负荷峰谷变化需要的调峰容量或调峰措施（方案）；

（5）分析送端系统的外送能力和受端系统的消纳能力，确定系统之间的电力交换容量；

（6）分析系统电源的结构，确定系统各类电源装机相对合理的占比；

（7）分析系统备用容量在主要可承担备用的电源之间的分配比例；

（8）计算系统的燃料需求及污染物排放；

（9）分析特定条件下的运行方式。

### 二、容量组成

容量组成分系统容量组成和电厂（站、场）容量组成。

#### （一）系统容量组成

电力平衡的容量包括负荷和电源两类指标。负荷指标主要包括最大发电负荷、备用容量；电源指标主要包括电源工作出力、系统必需容量、受阻容量、水电空闲容量、系统装机容量、电力盈余等。图 5-1 的典型日电力平衡示意图反映了上述各个容量指标的对应关系。

（1）最大发电负荷：指系统典型日最大负荷时段的需求。

（2）备用容量：指最大负荷时段除工作出力之外，还需要增加设置的电源容量（包括负荷备用、事故备用、检修备用）。备用容量又可分为热备用和冷备用，热备用在电网频率偏离正常时能自动投入，负荷备用为热备用，事故备用中约 50%为热备用，冷备用应在规定的时间内投入运行，事故备用余下的为冷备用（热备用中承担工作出力的机组的备用容量也称旋转备用容量）。

（3）电源工作出力：指系统各类电源在最大负荷时段的发电出力之和，数值等于最大发电负荷。

（4）系统必需容量：指系统各类电源满足负荷需求的有效容量，数量等于工作容量与备用容量之和。

（5）受阻容量：指电源额定容量与实际发电能力之差。对于燃煤火电厂、核电厂、燃气电厂，由于机组的设备缺陷、燃料发热量、环境气温等可能造成部分机组受阻。而水电主要由于水头（上下游落差）不足造成厂内全部机组受阻或由于来水量不足造成径流水电厂整体发电能力受阻。

（6）水电空闲容量：水电厂装机容量扣除受阻后的发电能力称为预想出力，但是由于来水量不足，预想出力也有不能完全利用的情况。当水电厂承担的工作出力和备用容量小于水电厂的预想出力时，余下的部分称为水电空闲容量。

（7）系统装机容量：指系统各类电厂发电机额定容量之和。

（8）电力盈余：指系统装机容量与系统必需容量、水电空闲容量、受阻容量合计值之差。

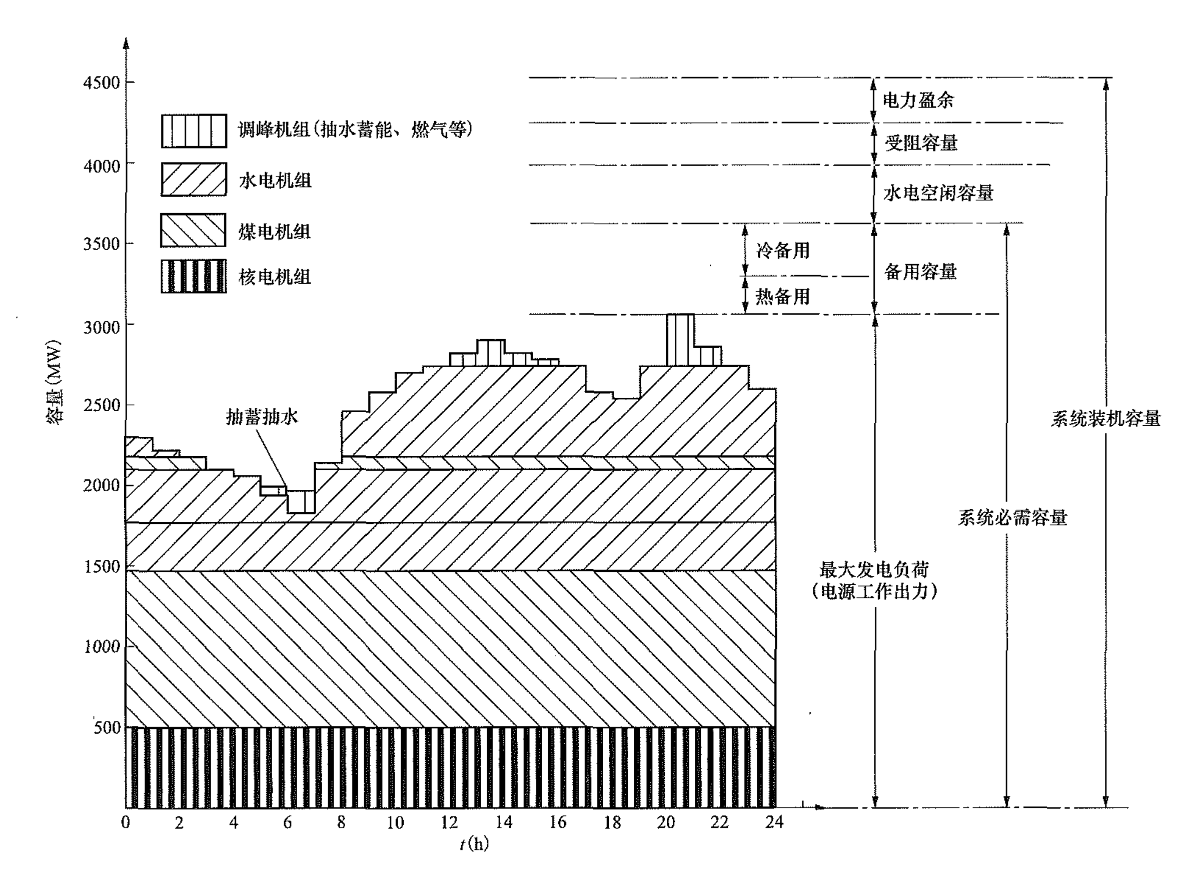



图 5-1 典型日电力平衡示意图

（二）电厂（站、场）的容量组成

系统电源一般由燃煤火电厂（含热电厂）、水电厂、抽水蓄能电站、核电厂、燃气电厂、风电场、太阳能电站（包括光伏电站、光热电站）组成。电厂（站、场）的容量指标主要有单机容量和装机容量。

（1）单机容量：电厂（站、场）由一台或多台发电机组成（光伏电站除外），单机容量是指电厂（站、场）单台发电机的额定容量。

（2）装机容量：是电厂（站、场）全部发电机额定容量之和。

## 第二节 电源的运行特性和检修安排

### 一、电源的运行特性

系统中各类电源参与电力电量平衡，除装机容量指标外，还需要考虑燃煤火电厂的最小技术出力（率）、水电厂的调节能力、抽水蓄能电站库容限制、风电场的可信容量等运行特性。

（一）燃煤火电厂（含热电厂）

1. 燃煤火电厂运行特性

燃煤火电厂是我国承担系统负荷的主力电源，目前燃煤火电容量约占系统总装机容量的 65%。燃煤火电厂投资相对较低，运行也比较经济，除计划检修和事故停机，电厂基本都处于运行状态，一般年利用小时数为 4000～5500h（年利用小时数=发电量/装机容量）。

燃煤火电厂由锅炉燃烧产生蒸汽，通过汽轮机带动发电机旋转发电。由于锅炉启动时间较长，燃煤机组从冷态启动到并网发电过程需要 4～8h，并且启动和停机过程消耗的燃料更多，因此在日平衡中一般不考虑燃煤火电启停。

燃煤机组参与电力平衡需要机组额定容量和最小技术出力两个指标。最小技术出力是燃煤机组降低出力时锅炉保证稳定燃烧的出力最小限制值，根据锅炉类型容量不同，最小技术出力占机组额定容量的比例也不一样，600MW 以上机组最小技术出力为机组额定容量的 40%～50%，300MW 机组最小技术出力约为机组额定容量的 50%～60%，200MW 及以下机组最小技术出力在机组额定容量的 70%以上。

燃煤机组出力大小直接影响机组的煤耗，一般80%额定容量以上出力比较经济，出力越低煤耗越高。因此虽然满足最小技术出力要求，但从经济运行的角度，燃煤机组不宜深度调节。

2. 热电厂运行特性

热电厂也是燃煤电厂，只是在冬季不仅要发电，还利用汽轮机的抽汽或排汽为用户供热。与常规纯发电燃煤机组三大主机(锅炉、汽轮机、发电机)相比，热电厂仅汽轮机与纯发电燃煤机组的汽轮机不同。常规纯发电燃煤机组采用凝汽式汽轮机，汽轮机做功后

回收的蒸汽全部进入凝汽器，冷凝成水再回锅炉。热电厂的蒸汽部分用于供热，余下的部分蒸汽回收进入凝汽器。热电厂汽轮机按供热方式可分为背压机组、抽气背压机组和抽凝两用机组。

背压机组、抽气背压机组按“以热定电”的运行方式运行，一般是按热负荷要求来调节电负荷；热负荷变化时，发电功率随之变化，没有热负荷时背压机组不能单独运行；背压机组、抽气背压机组没有调节能力。

抽凝两用机组在非供暖期机组按纯凝工况运行，运行特性与常规纯发电燃煤机组相同。但在供暖期，由于其高压缸通流容积是按凝汽流量设计的，需要抽气供热，发电出力大幅降低，因此抽凝两用机组供暖期只有部分可发电容量。另外受低压缸流量限制，使得机组调节能力下降。供暖期抽凝两用热电厂发电出力一般不变或少量可变。

（二）水电厂

1. 水电厂特点

水电厂运行最大的特点是发电能力受天然来水控制，水电厂的可发电量是由来水量确定的。另外水电厂的工作出力也与负荷特性的契合度有关，当水电厂装机容量较大但可发电量较小时，可能出现空闲容量。当水电厂装机和可发电量占负荷的比例过大且水电厂调节能力又较差时，就可能产生弃水。

水电厂承担负荷的原则是应尽可能利用水电厂的可发电量。由于水电机组启停和调节速度快，因此也应充分利用水电厂水库的调节能力满足负荷变化的需求（减少火电、核电、气电调节）。在水电不弃水（或少弃水）的情况下也可以适当控制水电厂的工作出力，安排水电机组承担部分负荷备用和事故备用。

水电机组发电出力较低时（一般为 10%～35%）有共振区不能长时间持续运行，实际运行时需协调水电厂机组之间出力避开共振区。一般平衡计算中，可以忽略共振区因素影响，水电厂的工作出力假设在0～100%之间可以连续平滑调节。

2. 水电厂调节特性分类

水电厂按水库调节性能可分为无调节（径流）、日调节、周调节、年调节（不完全年调节、季调节）、多年调节。

（1）无调节（径流）水电厂：发电出力完全受天然来水控制，一般丰水期能够满发，枯水期发电能力仅有装机容量的 25%以下。

（2）日调节水电厂：在枯水期日来水量只有库容量的 20%～25%时能在日内调节的电厂。丰水期这类电厂月平均出力等于（或接近）装机容量，基本没有调节能力。

（3）周调节水电厂：在枯水期能对一周内来水调节的电厂，这类电厂库容系数（有效库容/多年平均来水量）在 8%以下。只是在枯水期有一定的调节能力，丰水期调节能力也相对较差。

（4）年调节（不完全年调节、季调节）水电厂：电厂库容系数可达 8%～30%，丰水期出力可调节。当可以将丰水期的水调节到枯水期使用时，称为完全年调节。当丰水期的水只能部分调节到枯水期使用时，称为不完全年调节（或季调节）。

（5）多年调节水电厂：能够将丰水年的水调节到枯水年使用的电厂，调节周期在两年以上。电厂库容系数大于 30%才具有多年调节能力。

水电厂的调节能力对平衡的影响很大，调节能力好的水电厂通常承担系统的峰荷，不仅水电厂的可发电量能充分利用，也可以减少系统对其他电源的调峰要求。反之，调节能力差的水电厂在丰水期给系统调峰带来困难，不仅要求其他电源承担更多的调峰，还可能造成系统弃水。

3. 平衡中引用的水电厂参数

在电力平衡计算中，水电厂需要输入单机容量、装机容量、受阻容量、预想出力、月平均出力、强迫出力、水库调节系数等参数。

水电厂受阻分两种情况：一种情况发生在丰水期，由于水电厂下游水位抬高，导致上下游落差不够，使水电厂所有机组都不能满发，这种现象称为水头受阻；另一种情况发生在枯水期，径流水电没有调节库容，发电出力不能变化，而枯水期来水量减少，导致发电出力下降，使水电厂整体发电能力受阻，这种现象称为水量受阻。

水电厂的预想出力，是水电厂的装机容量与水电厂受阻容量之差。预想出力是水电厂自身具备的出力能力（可发电容量），不同水文年各月水电厂的预想出力也不同。对于无调节（径流）水电厂，预想出力始终等于月平均出力。调节能力在不完全年调节（或季调节）以下的水电厂，丰水期（一般为 6～9 月）预想出力也等于月平均出力，其他月份预想出力大于月平均出力。

水电厂的月平均出力，是通过水利水能动能设计得到的水电厂不同水文年用以确定各月水电可发电量的参数，水电厂的日可发电量等于月平均出力乘以 24h，月可发电量等于月平均出力乘以当月小时数，年可发电量为各月可发电量之和。

水电厂的强迫出力，是为满足下游航运、生态等用水需要，水电厂不能间断发电的最小容量。对于具有调节能力的水电厂，有强迫出力会减少水电厂的可调节发电量，降低水电厂调节能力。

上述预想出力、月平均出力、强迫出力指标不仅一年内各月不同，不同的水文年也不一样，在平衡计

算时至少需要枯水年和平水年各月的参数。

水库调节系数即水电厂的月（周）调节系数，在各月最大负荷日电力平衡时，水电厂的日发电量可以按水库调节系数适当提高。根据水电厂调节能力，水库调节系数可在1.05～1.30之间取值。

（三）抽水蓄能电站

抽水蓄能电站是很好的调峰电源，抽水蓄能电站在负荷低谷时段将下池的水抽到上池存储时会增加低谷时段的负荷，在负荷高峰时段将上池的水发电又流回到下池时会减少高峰时段的负荷，从而起到填谷削峰的作用。抽水蓄能电站主要是为满足系统的调峰需求设置的，也可以为系统调频或承担少量的备用。

抽水蓄能电站运行在电动机抽水状态消耗的功率基本是固定的，一般为机组额定容量的100%～110%（可变速机组抽水功率为额定容量的70%～100%）。但运行在发电状态机组的出力可以根据发电容量、可发电量和负荷特性调节。需要注意抽水蓄能电站的能量转换过程损耗较大，一般发电量为抽水时消耗电量的75%左右。

抽水蓄能电站参与平衡时需要单机容量、装机容量、日抽水（或发电）利用小时、转换效率等指标。日抽水（发电）利用小时决定了抽水消耗的电量。

如果常规电厂（站、场）能够满足系统负荷的调峰要求，在电力平衡时抽水蓄能电站一般承担备用。

如果需要抽水蓄能电站参与调峰运行，必须要考虑抽水和发电两种工况对负荷进行修正。

（四）核电厂

核电厂是通过核反应堆加热蒸汽推动汽轮机发电，与燃煤电厂对比，核电厂的核反应堆替代了燃煤电厂的锅炉，因此核电机组运行特性类似于燃煤机组。但考虑到核反应堆的安全和核电厂运行经济的因素，核电机组一般优先按额定容量出力不变带系统基荷运行，年利用小时也非常高。

核电机组出力技术上是能够调节的，并且基本没有低负荷出力限制，最小技术出力主要取决于汽轮机要求。

核电机组的运行与停机主要由核反应堆因素决定，与电力负荷需求没有关系。

（五）燃气电厂

燃机具有快速启动、可以频繁启停的特点，并且调节范围较大，因此燃气电厂通常作为调峰电源带峰荷运行或备用。当燃气电厂的调峰能力受设备、环境条件限制时，也可以带基荷运行。

燃气电厂采用燃气蒸汽联合循环，有两台燃机带一台余热锅炉汽机的多轴布置，也有燃机、汽机、发电机在同一轴上的单轴布置。

燃气电厂的装机容量为燃机蒸汽联合循环机组容量之和。燃气电厂一般没有最小技术出力限制，但对于必须带基荷运行的燃气电厂，可以根据实际运行情况给定一个最小技术出力要求。

燃气电厂的燃机具有随时调节出力的能力。但是在燃机由冷态启动的短时间内，汽机的调节能力会受到限制。

（六）风电场

风电场是由几十上百台独立风力发电机组成的电厂，风电场的装机容量为所有风机容量之和。

风电是随机电源，风电出力的不规律性不仅难以定量风电在平衡中的出力，也增加了系统的调峰难度。

在描述风电的特性时，除了风电的年利用小时，还采用风电有效容量和风电可信容量两个指标。风电有效容量是指风电累计电量为95%时的最大出力值。风电可信容量是指风电出力累计时间概率为95%时的出力最小值。

在电力平衡时，通常只计入风电可信容量。在分析调峰平衡时，可以考虑风电有效容量的影响。

对于水电调节能力强并存在水电空闲容量的系统，可以通过水风互补调节水电的出力过程，提高风电的可信容量，从而间接发挥风电的容量效益。

（七）太阳能电站

太阳能电站按发电原理分为光热发电和光伏发电。

光热发电将光能转换成热能蒸汽推动汽轮机发电，一般上午发电出力逐渐上升，中午以后基本能按额定容量发电，傍晚发电出力逐步降低直到停机。光热发电机组出力规律性较强，昼夜发电出力过程相对稳定。

光伏发电是将太阳能板产生的直流电能通过逆变器转换成交流发电，是没有发电机的电源。光伏发电容量一般为太阳能板的容量。

光伏发电昼夜规律性较强，但短时发电能力不稳定，也具有一定的随机性。

光伏发电在系统最大负荷时段（20:00～22:00）基本没有发电出力，因此没有直接的电力平衡容量效益。但是如果系统中水电调节能力强，并存在水电空闲容量，通过水光互补，也可以将水电空闲容量转化为工作出力，间接发挥光伏电站的容量效益。

太阳能是可再生能源，调度运行也优先考虑消纳。太阳能电站容量较大时，由于正午出力较大，应分析太阳能电站出力对调峰的影响。

太阳能电站如果配有储能装置，出力的可控性增强，出力过程应计入储能设备作用对太阳能电站容量的影响。

## 二、检修安排

电力电量平衡不仅要用到电源的运行特性，也必

须考虑电源的检修。电源运行一定时间后都需要检修，电源的检修一般应该根据负荷的需求计划安排（核电机组除外）。

（一）机组检修要求

在 DL / T 838—2017《燃煤火力发电企业设备检修导则》中，以机组检修规模和停用时间为原则，将燃煤机组检修分为A、B、C、D四个等级，并规定了各检修等级机组的停用时间和检修间隔时间。

在电力电量平衡中，机组检修一般按折算到每年计划检修的平均时间考虑，即燃煤和水电机组每年都安排一次检修，燃煤机组检修时间为 45 天，水电机组检修时间为 30 天。

热电机组的检修时间与燃煤机组一样。抽水蓄能机组的检修时间参考水电机组。

核电机组的检修时间和周期主要由核反应堆换料时间决定，属于强制检修，核电机组的检修在核反应堆换料期间进行。核电反应堆换料周期一般在 18 个月左右，每次换料时间约为 70 天。

燃气机组的检修按每年检修一次，检修时间为 30 天。

风电场是由大量风机组成的，单台风机的检修对风电场出力影响不大，平衡中一般不考虑风电机组的检修。

太阳能光伏电站由大量的发电单元组成，单个发电单元检修对光伏电站的出力影响不大，平衡中一般不考虑光伏电站的检修。太阳能光热电站由于现在尚处于试验运行阶段，还没有比较明确的检修安排规律。

（二）系统检修安排

系统检修主要是指对燃煤、水电、燃气机组的检修安排。检修应以不影响（或少影响）系统容量平衡和经济运行为原则，在系统低负荷季节，利用空出的容量安排检修，系统装机控制月份（一般也是最大负荷月份）尽量不安排机组检修。

热电机组在供暖期不安排检修。水电机组宜安排在枯水季节检修。抽水蓄能机组在调峰困难期间不安排检修。太阳能光热电站安排在系统容量充裕且光资源较少期间检修。

检修安排还需要考虑电厂检修能力，原则上一个电厂在同一时间段内只安排一台机组检修。

## 第三节　备用容量

电力电量平衡考虑的备用容量主要是指负荷备用容量、事故备用容量和检修备用容量。

### 一、负荷备用容量

负荷备用容量是指为满足电力负荷短时波动变化，系统需要设置一定的可快速调用的发电备用容量。

负荷备用容量一般取最大负荷值的 2%～5%。低值适合于大系统，高值适合于小系统。

负荷备用容量一般由具有调节库容的水电厂（含抽水蓄能电站）和负荷中心带有一定工作容量的燃煤或燃气电厂承担。

### 二、事故备用容量

事故备用容量是为满足系统发电机组发生故障停运情况保证负荷的连续供电设置的电源容量。

事故备用容量一般取最大负荷值的 8%～10%，但不得低于系统中的最大单机（或受电直流单极）容量，其中约 50%应为可快速调用的热备用，另外 50%可以为冷备用。

热备用一般也由具有调节库容的水电厂（含抽水蓄能电站）和负荷中心带有一定工作容量的燃煤或燃气电厂承担，冷备用则为处于停机状态的燃煤或燃气机组。

### 三、检修备用容量

发电机组定期检修是电源自身的要求，原则上在系统低负荷季节有电源富余容量时安排检修（核电机组除外）。安排机组检修后，如果可用机组不能满足系统负荷以及负荷备用和事故备用的需求，系统需要增加的装机容量称为检修备用容量（或检修容量）。

检修备用容量应在安排检修计划后，在系统年负荷曲线上根据平衡计算确定。

### 四、电源承担备用原则

在所列举的电源种类中，风电、太阳能电站由于发电出力不稳定，不作为备用电源容量。核电厂由于运行安全和经济性的原因，一般也不作为备用电源容量。系统的备用电源，主要由水电厂、抽水蓄能电站、燃煤电厂、燃气电厂承担。

负荷备用在不产生弃水（或少弃水）的原则下，优先考虑由调节能力较好的水电机组承担，其次由燃气机组承担，余下的由燃煤机组承担。也可以由水电、燃气、燃煤机组根据承担工作出力按一定的比例分担。

事故备用热备用的承担原则基本与负荷备用相同，只是在比例上燃煤机组承担的份额更大。事故备用的冷备用基本由停机状态的燃煤机组承担。承担事故备用的电源，均应具有相应的能量或燃料储备。水电厂要求具有所承担的事故备用容量在基荷连续运行 3～10 天的备用库容（水量）。

抽水蓄能电站可以短时间承担事故备用。

对于水电比重大且水电调节性能差的系统，为不产生（或减少）弃水，丰水期水电可少承担（甚至不承担）备用。

检修备用是系统装机安排检修后，可用机组不能满足系统负荷与负荷备用和事故备用需要增加设置的装机容量，一般是燃煤机组。

对于跨区的联网送电，送端承担外送容量电源检修备用，而受端承担受电容量的负荷备用和事故备用。

## 第四节　平衡计算方法和过程

### 一、平衡计算方法

平衡计算包括工作出力计算和备用容量校核。

（一）工作出力计算

工作出力计算采用负荷曲线修正法，即在日负荷曲线上找出一个电厂（或机组）的工作位置，然后将该电厂（或机组）的工作位置从负荷曲线上删除，这样对负荷曲线进行修正。然后在修正后的负荷曲线上找出另一个电厂（或机组）的工作位置，再修正。如此重复，直到负荷曲线被电厂（或机组）的工作出力替代完为止，其过程如图 5-2～图 5-6 所示。

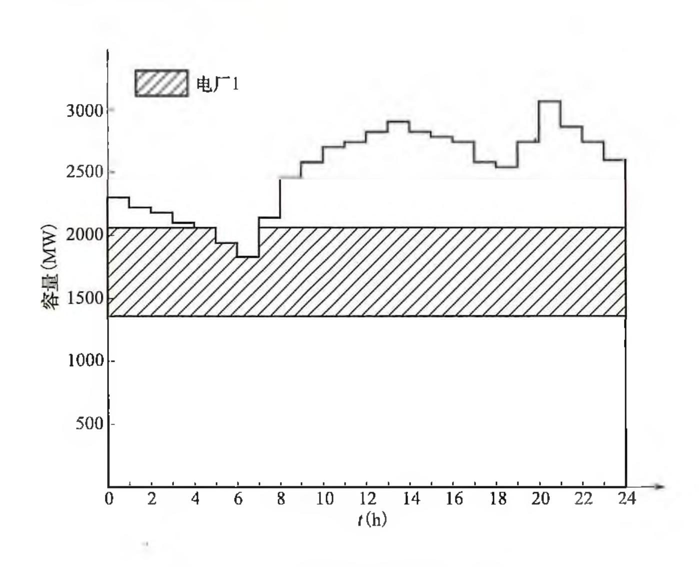



图 5-2　电厂（机组）1 的工作位置

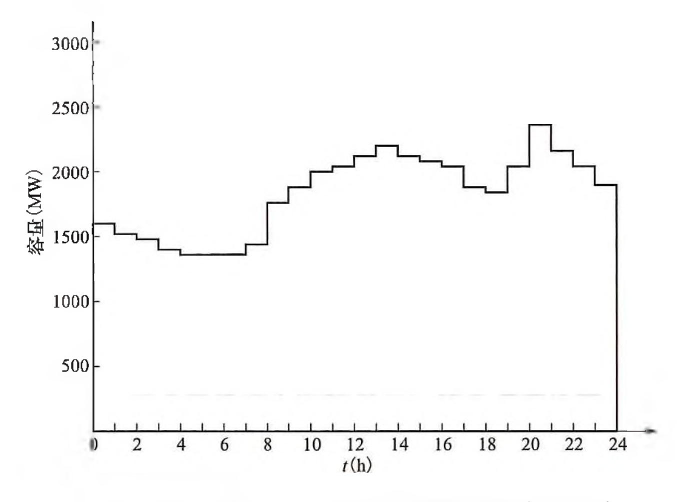



图 5-3　电厂（机组）1 工作位置修正后的负荷曲线

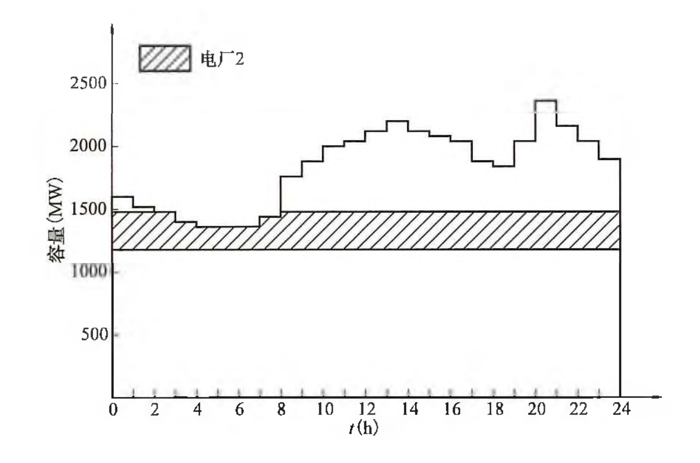



图 5-4　修正后负荷曲线上电厂（机组）2 工作位置

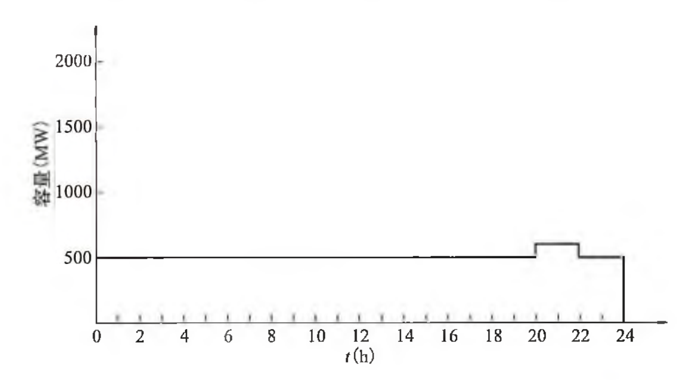



图 5-5　最后一个电厂（机组）纳入平衡前的修正曲线

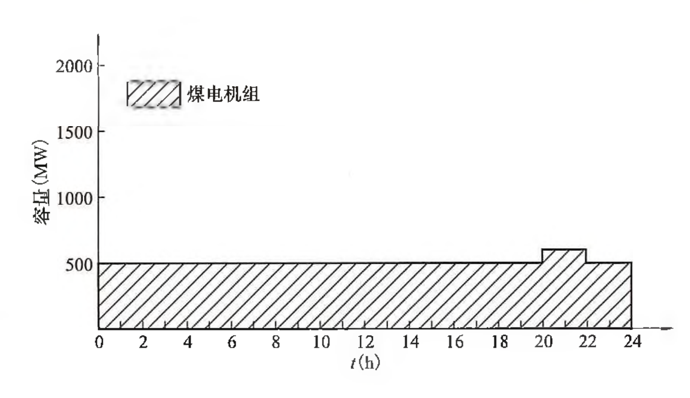



图 5-6　最后一个电厂（机组）的工作位置

工作出力计算过程就是对负荷曲线不断修正的过程，负荷曲线修正的原则是尽量使修正后的负荷曲线日最小负荷率越大越好（即负荷曲线越平越好），因此对于仅有燃煤火电的系统，可以按机组最小技术出力占机组额定容量的比例从小到大的原则逐个将燃煤机组按单机容量纳入平衡。最小技术出力部分承担系统基荷，最小技术出力至机组额定容量之间的容量优先承担系统峰荷，也可承担系统基荷。应注意的是，机组纳入顺序也应考虑运行的经济性，综合最小技术出力和经济性对机组纳入进行排序。

对于含有水电的系统，一般先将水电厂按水库调节能力从大到小按水电厂装机容量逐个纳入平衡，然

后再将燃煤机组按最小技术出力占机组额定容量的比例从小到大的原则将燃煤机组按单机容量逐个纳入平衡。需要指出，如果水电比重较大且调节性能差，将水电厂纳入平衡修正后的负荷曲线的日最小负荷率可能更小，但是水电是清洁可再生能源，与燃煤火电比较应优先消纳，因此仍然先将水电纳入平衡。

对于核电、风电和太阳能电源，平衡计算排序优于水火电源；但是在供暖期，供热机组优先纳入平衡；抽水蓄能电源在调峰不能满足要求时纳入平衡。

在确定水电厂、抽水蓄能电站的发电工作位置时，由于有电量的约束，工作出力应在日负荷曲线上找到一个位置区间，这个区间的负荷电量等于水电厂、抽水蓄能电站的日可发电量，并且其容量又不超过水电厂、抽水蓄能电站的预想出力。这样既可以充分消纳水电机组的电量，又能充分发挥水电厂、抽水蓄能电站的容量效益。水电厂、抽水蓄能电站的发电工作位置，需要在日负荷曲线上根据水电厂、抽水蓄能电站的预想出力和日可发电量计算确定。

在确定燃煤、燃气、核电机组的工作位置时，没有电量约束的问题，燃煤、燃气机组的出力必须大于最小技术出力并且最小技术出力部分必须带系统基荷，核电机组一般优先按额定容量出力带系统基荷。燃煤、燃气机组可调出力的大小应该在负荷需求和机组承担热备用容量之间调节。燃煤、燃气、核电机组的工作位置，只考虑机组容量的因素，可以直观的在日负荷曲线上安排。

### （二）备用容量校核

备用容量校核包含热备用、冷备用容量校核，以及确定系统是否需要增加检修备用容量。

1. 热备用容量校核

在计算电源工作出力之前，应先估算纳入平衡要承担工作出力的电源总量，这个电源总量不仅要考虑最大负荷需求，还需计入相应的热备用容量（负荷备用容量加 50%的事故备用容量）。

既然在估算纳入平衡的电源总量时已经考虑了热备用容量，为什么还要对热备用容量进行校核呢？

估算的电源总量中，如果有水电电源，通常按预想出力进行估算。实际上在确定了电源的工作出力之后，水电可能出现空闲容量，在这种情况下，先前估算的电源总量中一部分容量就不能利用，需要通过热备用容量校核，确定满足最大负荷和热备用要求需要增加的电源容量。

2. 冷备用容量校核

冷备用容量约为事故备用的 50%。如果系统电源扣除工作出力和热备用电源后大于冷备用容量，则满足校核要求，否则应增加电源装机容量。

3. 确定检修备用容量

系统是否需要增加设置检修备用容量，需要将满足系统负荷、热备用、冷备用的机组在年负荷曲线上安排检修后确定。

机组检修首先在系统最小负荷月安排，如果系统最小负荷月的负荷与已安排的机组检修容量之和大于次最小负荷月负荷，则认为次最小负荷月为最小负荷再安排该月检修机组，如此重复直到所有机组全部安排检修完毕。检修安排过程示意如图 5-7 所示。

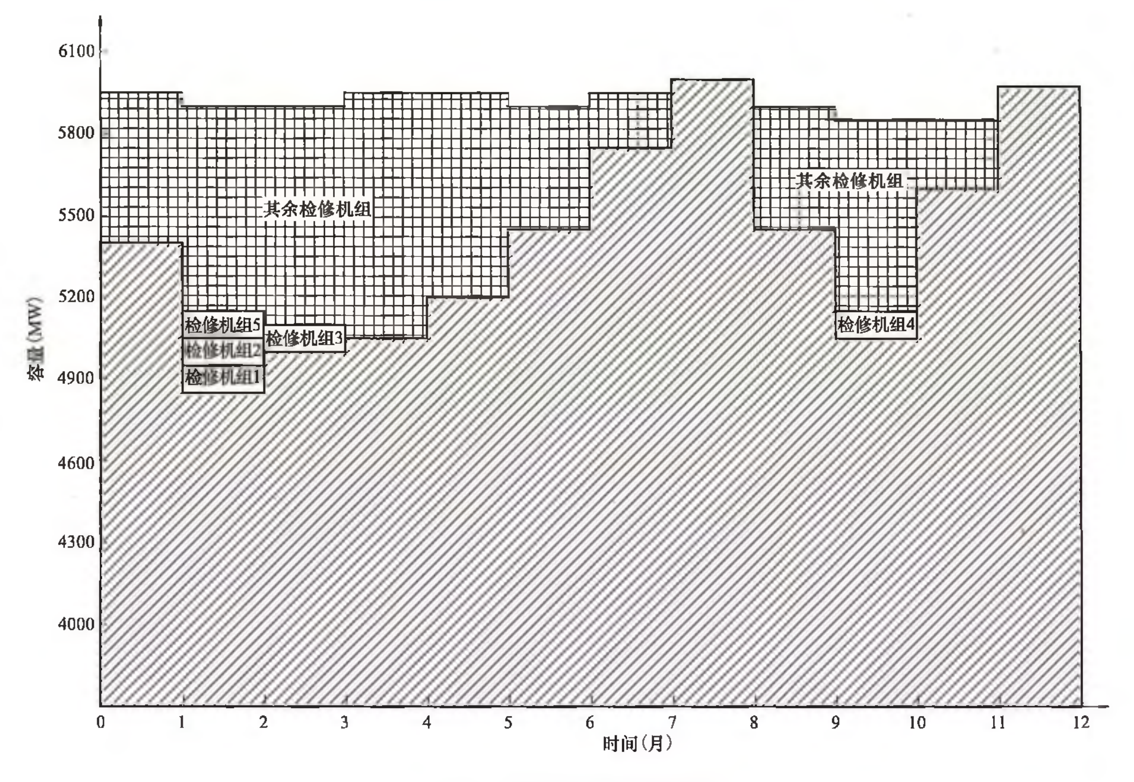



图 5-7　检修安排过程示意图

在图5-7中，最小负荷月为2月，安排机组1在2月检修后，2月仍为最小负荷月。但安排机组2在2月检修后，3月变为最小负荷月，因此机组3安排在3月检修，如此重复，机组4安排在10月检修，机组5又安排在2月检修，直到所有机组全部安排检修完毕。所有机组均安排检修后，原系统最大负荷月8月仍为最大负荷月且无须安排机组检修，也即所有机组在低负荷季节全部安排检修完毕，这种情况系统不需要增加检修备用容量。

图5-8是在安排机组检修后，出现负荷需求（包括热备用、冷备用）加检修安排大于系统最大负荷月需求（包括热备用、冷备用）的情况。这种情况虽然最大负荷月8月没有安排检修，但是12月本身负荷需求（包括热备用、冷备用）加检修安排已经超过最大负荷月8月负荷需求（包括热备用、冷备用），就需要增加检修备用容量，容量大小为加检修后的12月最大负荷与原有最大负荷月8月负荷需求的差值。

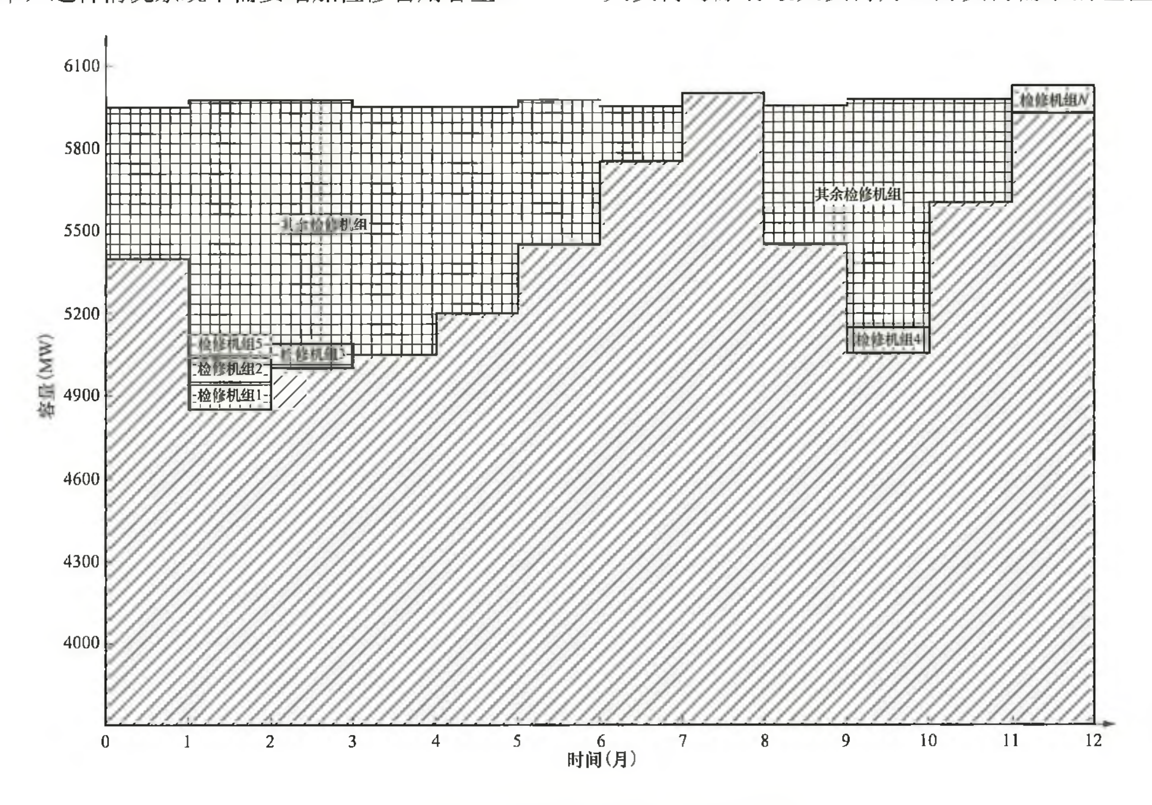



图5-8　需要增加检修容量的检修安排示意图

当然对于最大负荷月8月都需要安排机组检修的情况，肯定也需要增加检修备用容量，容量大小仍然为加检修后的最大负荷月负荷与原有最大负荷月负荷需求的差值。

需要指出的是，前面叙述的需要检修的机组，是以满足负荷（包括热备用、冷备用）需要的电力平衡的容量需求确定的电源装机容量。但是有时因为电量平衡需要，还要增加电源装机容量，因此在安排检修时，需要考虑电量平衡的影响。

实际上，确定电源承担的工作出力、负荷备用容量、事故备用容量，以及是否需要增加检修备用容量，是一个反复计算的过程，手工计算难以完成，通常借用电子表格或通过相应的软件完成计算。

## 二、平衡计算过程

### （一）纯燃煤电厂系统的平衡计算

纯燃煤电厂系统的平衡计算有以下四个步骤：根据负荷确定电源开机容量（工作出力与热备用容量之和）以及冷备用电源容量；通过电量平衡校核燃煤机组年利用小时是否合理，是否需要增加电源装机容量；在年负荷曲线上安排电源检修以确定是否需要设置专门的检修备用容量；校核开机电源的调节能力能否满足调峰要求。

1. 电力平衡计算系统电源开机、冷备用

纯燃煤电厂系统电源开机可按式电源开机=最大发电负荷+系统热备用、系统热备用=负荷备用+50%事故备用计算，另外系统还需要以下容量的冷备用：系统冷备用=50%事故备用。

2. 电量平衡校核机组利用小时

通过电力平衡确定的系统需要电源容量，还应该通过电量平衡校核燃煤机组年利用小时。如果年利用小时过高，则需要增加电源装机容量使电源的年利用小时在合理的范围内。机组年利用小时按下式计算：机组年利用小时=负荷年电量/系统装机容量。

3. 确定检修备用容量

根据电力平衡和电量平衡确定的系统电源装机容量，在年负荷曲线上安排机组检修，确定需要增加的

检修备用容量。

4. 调峰平衡分析

调峰平衡分析应分月进行，一般电源开机的最小技术出力合计值如果小于该月典型日最小负荷，则认为调峰满足要求，否则需要考虑采取调峰措施。

典型日电力平衡并不是确定是否需要采取调峰措施的唯一依据，特殊的运行方式也可能对电源的调峰能力提出要求，因此调峰平衡应结合实际系统的调度运行情况统筹考虑。

需要指出，由于燃煤电厂深度调峰运行并不经济，因此对于纯燃煤电厂系统，虽然调峰平衡计算满足要求，但是从经济的角度考虑可能仍需要采取调峰措施。

（二）水火电系统的电力平衡

燃煤火电是以单机为最小单位参与平衡的。水电则是以单个电厂的容量为最小单位的。

水火电系统的电力平衡首先需要确定水电厂的工作位置，并对水电厂可以承担的备用容量进行分析，当水电厂承担的工作容量和备用容量确定后，余下的就是纯燃煤电厂的平衡了。

1. 水电厂的工作位置

水电厂参与平衡时既有容量限制，又有电量限制。水电厂可参与平衡的容量为预想出力，电量为月平均出力乘以 24h 转化的可用电量。水电的预想出力与月平均出力决定了水电厂在日负荷曲线上的工作位置，单个水电厂的工作位置，通常有以下三种情况：

（1）预想出力与月平均出力完全相等的径流式电厂，工作在基荷位置，示意图如图 5-9 所示。

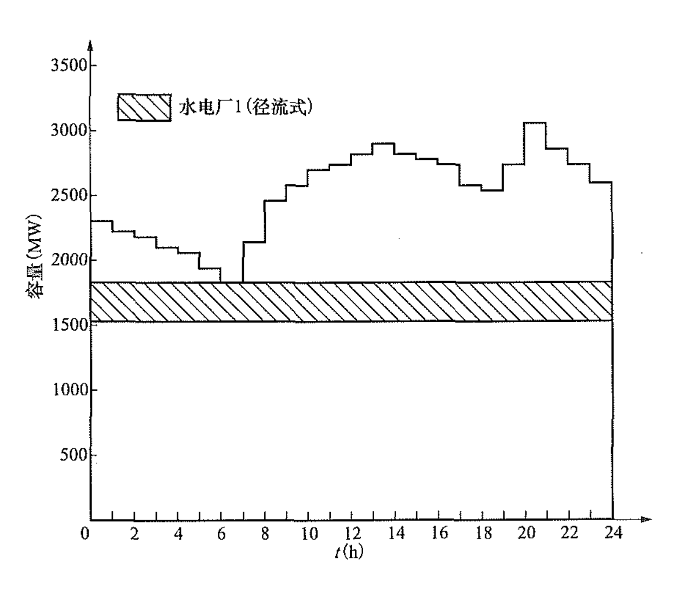



图 5-9　预想出力与月平均出力完全相等的径流式电厂（工作在基荷位置）

（2）预想出力大于月平均出力的有调节水库的电厂，工作在腰荷或峰荷位置，示意图如图 5-10～图 5-12 所示。

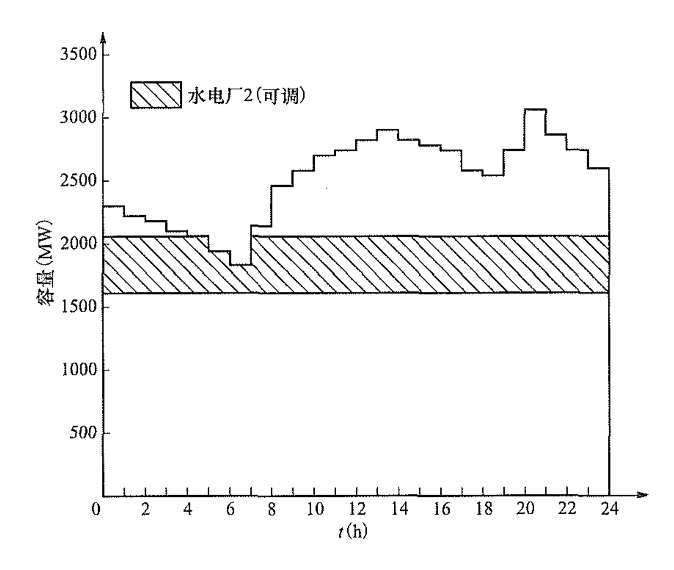



图 5-10　预想出力大于月平均出力的有调节水库的电厂（工作在基荷和腰荷位置）

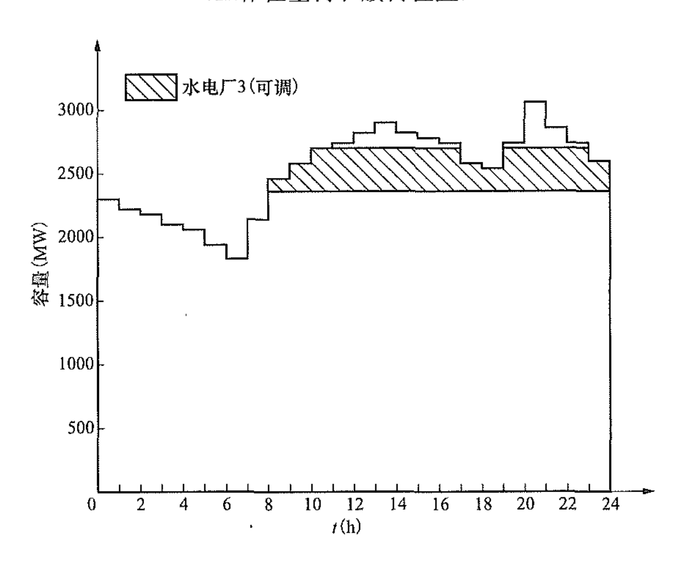



图 5-11　预想出力大于月平均出力的有调节水库的电厂（工作在腰荷位置）

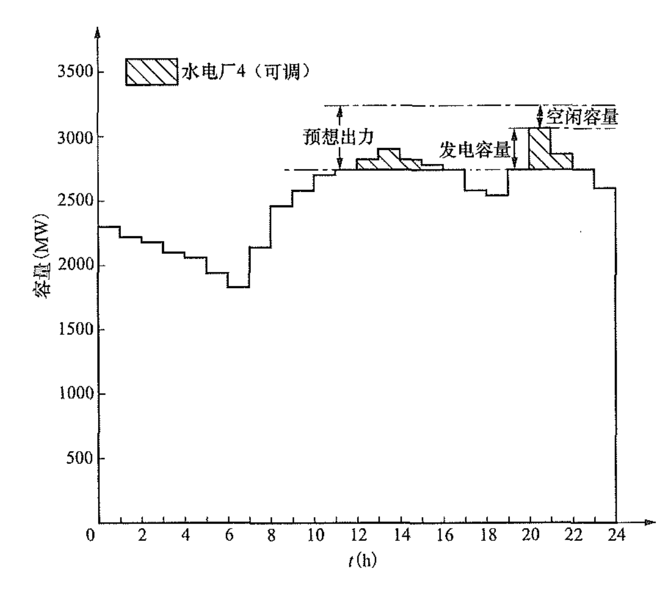



图 5-12　预想出力大于月平均出力的有调节水库的电厂（工作在峰荷位置并有空闲容量）

（3）对于有强迫出力的并有调节水库的电厂，强迫出力工作在基荷位置，其余出力工作在腰荷或峰荷位置。示意图如图 5-13～图 5-15 所示。

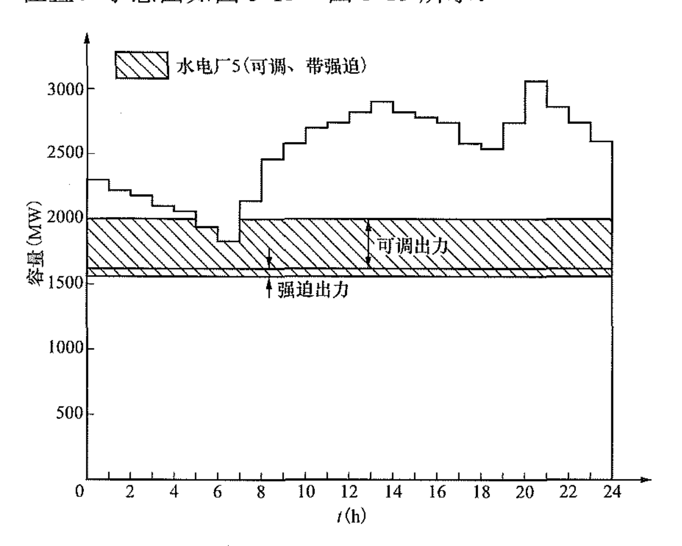



图 5-13 有强迫出力的并有调节水库的电厂（可调节容量工作在基荷和腰荷位置）

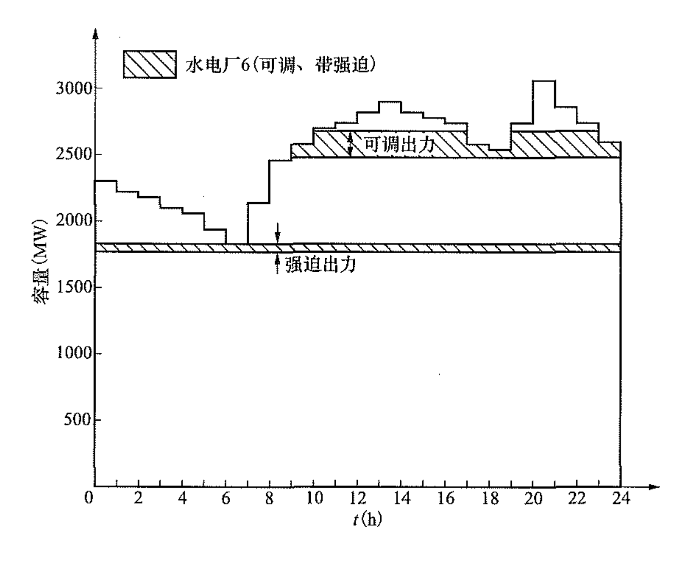



图 5-14 有强迫出力的并有调节水库的电厂（可调节容量工作在腰荷位置）

2. 水电厂承担备用容量

径流式水电厂由于没有调节库容，不能作为系统的备用电源（可作为本电厂的事故备用电源）。

水电厂的可调节容量应当优先用于承担工作容量调峰，以减少系统对其他电源的调峰需求。因此对于图 5-10、图 5-11、图 5-13、图 5-14 所示的水电厂，一般不作为系统的备用电源。对于图 5-12、图 5-15 所示的水电厂，可以考虑承担系统的负荷备用。

对于日、周调节性能的水电厂，由于库容不能满足要求，不能承担系统的事故备用。季调节的水电厂丰水期满发期间不承担事故备用，其余时间段可承担事故备用。完全年调节和多年调节水电厂全年都可承担事故备用。

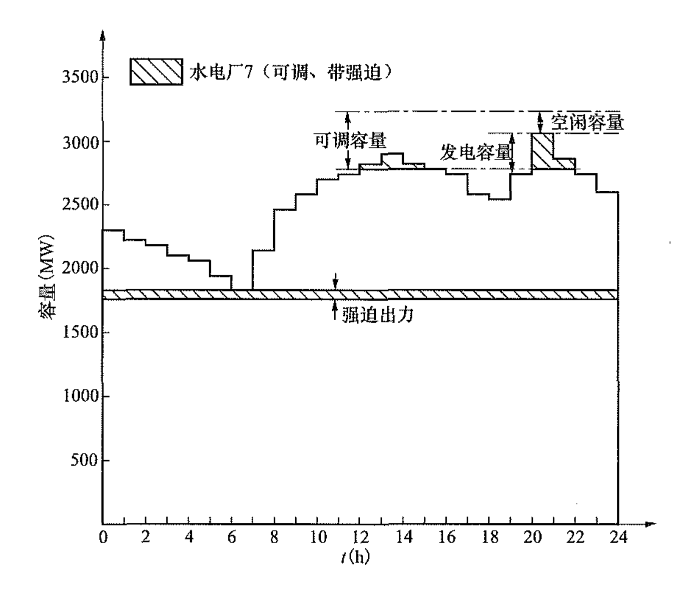



图 5-15 有强迫出力的并有调节水库的电厂（可调节容量工作在峰荷位置并有空闲容量）

对于水电厂承担的备用容量没有明确的规定。原则上水电厂在丰水期尽量参与发电，少承担备用，枯水期水电厂有调节容量时多承担备用。

承担备用容量的水电厂，参与平衡时需要将承担的备用容量在水电厂的预想出力中预先扣除。

3. 燃煤电厂的工作位置和备用容量

将水电厂纳入负荷曲线确定工作容量并修正负荷曲线后，剩余的负荷就按纯火电系统进行平衡。

水火电系统备用容量在水、火电源之间的分配也没有严格的规定，可按工作出力容量比列适当分担。

4. 水火电系统弃水现象

对于水电比重较大且水电调节能力较差的系统，丰水期可能产生弃水。如果系统因安全需要强制部分燃煤电厂开机，水电弃水现象可能更加严重。

弃水产生的原因是本来可以 24h 带基荷发电的水电容量与火电最小技术出力叠加后超过了系统负荷需求，使得部分水电电量无法利用。根据日弃水时间长短不同，弃水又分为调峰弃水和基荷弃水。

（1）调峰弃水：当水电可带基荷发电的容量与火电最小技术出力叠加后超过系统最小负荷需求的多余容量还能部分带腰荷或峰荷的情况称为调峰弃水，如图 5-16 所示。调峰弃水的特点是只有部分时段弃水，水电可带负荷的容量与火电最小技术出力叠加后还没有超过系统最大负荷（也可以理解还需要火电带峰荷）。

（2）基荷弃水：即 24h 都有弃水的现象。基荷弃水是因为水电可带负荷的容量与火电开机最小技术出力叠加后超过系统最大负荷需要产生的，如图5-17 所示。一般情况下，有基荷弃水的系统同时也有调峰弃水。

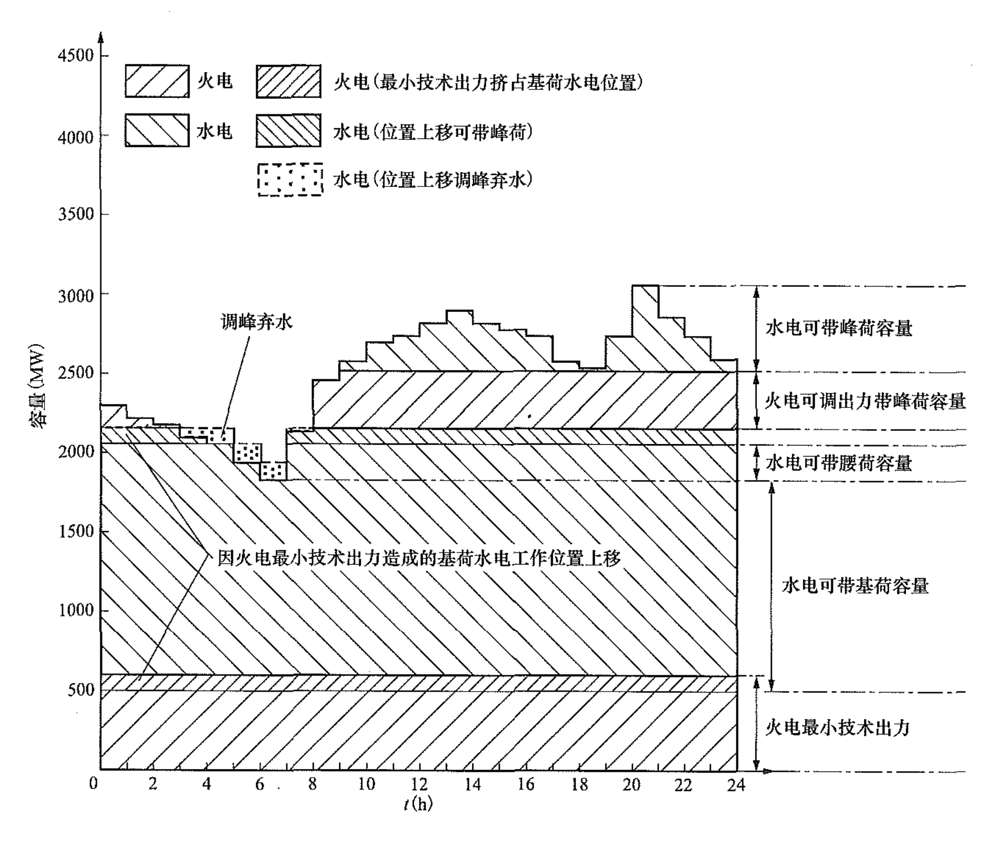



图 5-16　调峰弃水示意图

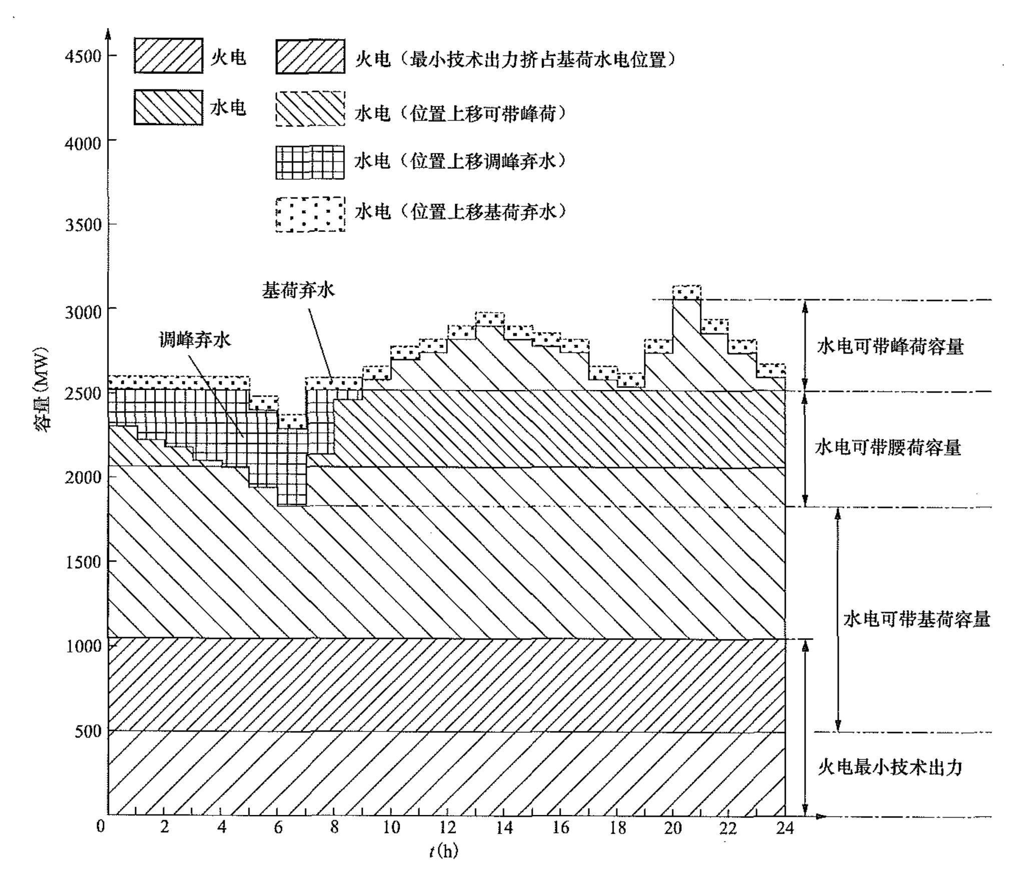



图 5-17　基荷弃水示意图

5. 水火电系统电量平衡

对于水电占比较小的系统，如果能够确定不会产生弃水，电量平衡也可以将负荷电量减去水电可发电量后，按照纯燃煤电厂的电量平衡方法计算。

对于水电占比相对较大的系统，电量平衡由于涉及弃水的问题，则需要在各月的平均负荷曲线上按照

电力平衡的过程确定水电厂的工作位置以及火电机组的最小技术出力工作位置进行计算。

水火电系统的电量平衡，不仅关注水电的利用以及弃水的情况，也关注燃煤电厂是否能够充分发挥作用，以此来分析电源结构是否合理。

6. 水火电系统调峰平衡

水火电系统电力平衡时，重点关注满足电力负荷需求的电源供应。水火电系统的调峰平衡，虽然也是电力平衡，但关注的是常规或特殊运行方式下电源的调节能力能否满足负荷日变化的需求以及弃水情况，从而确定是否需要配置调峰电源。

调峰平衡计算的边界条件，对调峰平衡结果及选择调峰措施的影响很大，因此调峰平衡应充分考虑系统调度运行的实际情况，既要满足负荷变化的需求，又要考虑经济的因素。

（三）抽水蓄能电站平衡

系统中虽然建有抽水蓄能电站，但是由于抽水蓄能电站转换电量的损失较大，因此并不是一定要参与电力平衡（可以只考虑承担备用）。只有当系统中的其他电源平衡后调峰不能满足要求时，抽水蓄能电站才应纳入平衡。

抽水蓄能电站平衡分抽水工况和发电工况：

（1）抽水工况安排在日负荷低谷时段，抽水的机组台数和抽水持续时间以满足系统调峰要求为原则。

（2）发电工况安排在日负荷高峰时段以电站容量纳入平衡，发电电量由抽水电量转换得到（一般为抽水电量的 75%），发电工作容量根据可发电量在日负荷曲线上计算得到。

抽水蓄能电站平衡后，对日负荷曲线进行修正，余下的负荷就可按水火电系统平衡了。

抽水蓄能电站应该同时纳入电力平衡和电量平衡。

（四）其他电源平衡

（1）核电。核电可以认为是不可调的火电，但优先参与平衡，其电量纳入电量平衡。

（2）风电。风电是可再生能源，调度运行优先考虑消纳，平衡中应计入风电的影响，但如何计入风电目前没有统一规定，通常按以下方法处理：

1）风电场的发电量纳入电量平衡。

2）风电场数量和装机容量均较小时，电力平衡可以不计入风电场的可信容量。当风电场数量多且装机容量较大时，考虑到风电场之间的互补性，电力平衡计入风电场的可信容量，可信容量一般不超过风电场总装机容量的 10%。

另外风电场装机容量较大时，应分析风电的随机性对调峰的影响。

（3）太阳能：太阳能光热电站出力相对稳定，可按固定的出力曲线优先参与平衡。太阳能光伏电站出力过程变化较大，电力平衡可按较保守的出力曲线纳入。太阳能电站的发电量纳入电量平衡。同风电场一样，当太阳能电站装机容量较大时，应分析出力随机性对调峰的影响。

## 第五节 平衡计算输入与输出

### 一、数据收集与处理

电力电量平衡的计算条件包括负荷水平、负荷特性、电源方案、电源出力特性、分区交换电力、电源检修安排原则等。

（1）负荷水平包括电力和电量，见表 5-1。

表 5-1 ××系统负荷水平

| 序号 | 项目 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 电力 | | | | | | | | |
| 2 | 电量 | | | | | | | | |

（2）负荷特性包括年负荷特性和日负荷特性。年负荷特性即全年各月最大负荷的变化规律，日负荷特性表示各月典型日负荷 24h 的变化规律。典型的年负荷特性和日负荷特性表示方法分别见表 5-2、表 5-3。一般典型日负荷特性曲线按季节分类，根据各系统实际情况，选择春、夏、秋、冬两种以上典型代表季节。

表 5-2 ××系统××年负荷特性

| 月份 | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 最大负荷比 | | | | | | | | | | | | | |

表 5-3 ××系统××日负荷特性

| 时间 | 1时 | 2时 | 3时 | 4时 | 5时 | 6时 | 7时 | 8时 | 9时 | 10时 | 11时 | 12时 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 最大负荷比 | | | | | | | | | | | | | |
| 时间 | 13时 | 14时 | 15时 | 16时 | 17时 | 18时 | 19时 | 20时 | 21时 | 22时 | 23时 | 24时 | 备注 |
| 最大负荷比 | | | | | | | | | | | | | |

（3）电源方案即各计算水平年的电源装机情况，典型的电源装机情况见表 5-4。

（4）电源特性需要按电源类型分类，并且同一类型的电厂（站、场）特性指标也不相同。

水电厂的出力特性参见表 5-5。

表 5-4　××系统电源装机情况表

| 序号 | 项目 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 一 | 水电 | | | | | | | | | |
| 其中 | 水电厂 1 | | | | | | | | | |
| | 水电厂 2 | | | | | | | | | |
| | … | | | | | | | | | |
| 二 | 火电 | | | | | | | | | |
| 其中 | 火电厂 1 | | | | | | | | | |
| | 火电厂 2 | | | | | | | | | |
| | … | | | | | | | | | |
| 三 | 抽水蓄能 | | | | | | | | | |
| 其中 | 抽水蓄能电站 1 | | | | | | | | | |
| | 抽水蓄能电站 2 | | | | | | | | | |
| | … | | | | | | | | | |
| 四 | 系统装机容量 | | | | | | | | | |

注　一般情况下，当年投产机组次年参与平衡。如果平衡计算需要，电源表还可以详细到机组投产月。

表 5-5　××水电厂出力特性

| 装机容量 | ×× | | | | | 水库调节系数 | | | ×× | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 枯水年 | 1 月 | 2 月 | 3 月 | 4 月 | 5 月 | 6 月 | 7 月 | 8 月 | 9 月 | 10 月 | 11 月 | 12 月 | 备注 |
| 预想出力 | | | | | | | | | | | | | |
| 月平均出力 | | | | | | | | | | | | | |
| 强迫出力 | | | | | | | | | | | | | |
| 平水年 | 1 月 | 2 月 | 3 月 | 4 月 | 5 月 | 6 月 | 7 月 | 8 月 | 9 月 | 10 月 | 11 月 | 12 月 | 备注 |
| 预想出力 | | | | | | | | | | | | | |
| 月平均出力 | | | | | | | | | | | | | |
| 强迫出力 | | | | | | | | | | | | | |

水电厂的出力特性受水文年的影响变化较大。一般水电出力特性分丰水年、平水年、枯水年和特枯水年。

丰水年指水电厂保证率小于 10%的水文年。

平水年指水电厂保证率为 50%的水文年。平水年的电量反映了水电厂多年的平均发电量，是确定其他电源多年平均利用水平的基础，同时也是反映水电弃水的最有效指标。

枯水年指水电厂设计保证率对应的水文年，水电厂的设计保证率宜按 85%～95%选取，水电比重大的系统取较高值，比重小的取较低值。枯水年电力平衡是确定系统电源装机容量的依据。

特枯水年指水电厂设计保证率以外的枯水年，接近于保证率 100%的水文年。一般平衡中不对特枯水年进行计算。

在系统规划设计中，一般按枯水年进行电力平衡，平水年进行电量平衡，必要时对丰水年和特枯水年进行校核计算。

表 5-6 为××系统不同径流调节水电厂出力特性参考值。

表 5-6　　××系统不同径流调节水电厂出力特性参考值　　（MW）

| 装机容量 | 3750 | 水库调节系数 | | | | | 1.00 | 水电厂 1（径流） | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 枯水年 | 1 月 | 2 月 | 3 月 | 4 月 | 5 月 | 6 月 | 7 月 | 8 月 | 9 月 | 10 月 | 11 月 | 12 月 |
| 预想出力 | 607 | 607 | 607 | 607 | 1114 | 1856 | 2362 | 2362 | 2362 | 1856 | 1181 | 676 |
| 月平均出力 | 607 | 607 | 607 | 607 | 1114 | 1856 | 2362 | 2362 | 2362 | 1856 | 1181 | 676 |
| 强迫出力 | 607 | 607 | 607 | 607 | 1114 | 1856 | 2362 | 2362 | 2362 | 1856 | 1181 | 676 |
| 平水年 | 1 月 | 2 月 | 3 月 | 4 月 | 5 月 | 6 月 | 7 月 | 8 月 | 9 月 | 10 月 | 11 月 | 12 月 |
| 预想出力 | 674 | 674 | 674 | 674 | 1238 | 2063 | 3750 | 3750 | 3750 | 2063 | 1312 | 751 |
| 月平均出力 | 674 | 674 | 674 | 674 | 1238 | 2063 | 3750 | 3750 | 3750 | 2063 | 1312 | 751 |
| 强迫出力 | 674 | 674 | 674 | 674 | 1238 | 2063 | 3750 | 3750 | 3750 | 2063 | 1312 | 751 |
| 装机容量 | 2030 | 水库调节系数 | | | | | 1.00 | 水电厂 2（日调） | | | | |
| 枯水年 | 1 月 | 2 月 | 3 月 | 4 月 | 5 月 | 6 月 | 7 月 | 8 月 | 9 月 | 10 月 | 11 月 | 12 月 |
| 预想出力 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 |
| 月平均出力 | 784 | 789 | 833 | 934 | 1155 | 1705 | 1533 | 1405 | 1354 | 1042 | 948 | 849 |
| 强迫出力 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 |
| 平水年 | 1 月 | 2 月 | 3 月 | 4 月 | 5 月 | 6 月 | 7 月 | 8 月 | 9 月 | 10 月 | 11 月 | 12 月 |
| 预想出力 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 |
| 月平均出力 | 914 | 827 | 950 | 1012 | 1253 | 1697 | 2030 | 2030 | 2030 | 1690 | 956 | 838 |
| 强迫出力 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 | 301.1 |
| 装机容量 | 1750 | 水库调节系数 | | | | | 1.05 | 水电厂 3（季调） | | | | |
| 枯水年 | 1 月 | 2 月 | 3 月 | 4 月 | 5 月 | 6 月 | 7 月 | 8 月 | 9 月 | 10 月 | 11 月 | 12 月 |
| 预想出力 | 1750 | 1750 | 1750 | 1750 | 1750 | 1750 | 1743 | 1743 | 1750 | 1750 | 1750 | 1750 |
| 月平均出力 | 376 | 376 | 478 | 441 | 733 | 822 | 562 | 828 | 1493 | 456 | 377 | 376 |
| 强迫出力 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 |
| 平水年 | 1 月 | 2 月 | 3 月 | 4 月 | 5 月 | 6 月 | 7 月 | 8 月 | 9 月 | 10 月 | 11 月 | 12 月 |
| 预想出力 | 1750 | 1750 | 1750 | 1750 | 1750 | 1730 | 1742 | 1669 | 1735 | 1750 | 1750 | 1750 |
| 月平均出力 | 376 | 376 | 376 | 622 | 889 | 892 | 1742 | 1669 | 1735 | 620 | 624 | 424 |
| 强迫出力 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 | 190 |

（5）燃煤火电、核电、燃气电厂以机组为单位参与平衡，主要特性指标见表 5-7。

表 5-7　燃煤火电、核电、燃气电厂出力特性

| 序号 | 项目 | 单机容量（MW） | 受阻容量（MW） | 最小技术出力（MW） | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 一 | 燃煤火电 | | | | |
| | 燃煤火电厂 1 | | | | |

续表

| 序号 | 项目 | 单机容量（MW） | 受阻容量（MW） | 最小技术出力（MW） | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 其中 | 1 号机组 | | | | |
| | … | | | | |
| | 燃煤火电厂 2 | | | | |
| | … | | | | |

续表

| 序号 | 项目 | 单机容量（MW） | 受阻容量（MW） | 最小技术出力（MW） | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 二 | 核电 | | | | |
| | 核电厂 1 | | | | |
| 其中 | 1 号机组 | | | | |
| | … | | | | |
| | 核电厂 2 | | | | |
| | … | | | | |
| 三 | 燃气电厂 | | | | |
| | 燃气电厂 1 | | | | |
| 其中 | 1 号机组 | | | | |
| | … | | | | |
| | 燃气电厂 2 | | | | |
| | … | | | | |

（6）抽水蓄能电站抽水工况以单机容量为最小单位参与平衡，但是发电工况一般按电站装机容量参与平衡。抽水蓄能电站特性参数与常规水电不同之处是抽水和发电电量都受上下库容限制，且发电量还受转换效率影响。抽水蓄能电站特性参数见表 5-8。

**表 5-8　　　抽水蓄能电站特性参数**

| 序号 | 名称 | 单机容量（MW） | 机组台数 | 最大抽水电量（MW·h） | 转换效率（%） |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 抽水蓄能电站 1 | | | | |
| 2 | 抽水蓄能电站 2 | | | | |
| … | … | | | | |

（7）风电场、太阳能电站容量、年发电量以及风电场、太阳能电站典型出力场景见表 5-9。

（8）分区电力交换即送、受电协议。送、受电协议应包括最大送、受电规模及电量，按月给出日送、受电曲线。典型的送、受电曲线数据见表 5-10。

**表 5-9　　　风电场、太阳能电站典型出力场景**

| 场站名称 | ×× | 容量 | ×× | 年电量 | ×× | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 逐月电量 | 1 月 | 2 月 | 3 月 | 4 月 | 5 月 | 6 月 | 7 月 | 8 月 | 9 月 | 10 月 | 11 月 | 12 月 |
| | | | | | | | | | | | | |
| 场景 1 | | | | | | | | | | | | |
| 时间 | 1 时 | 2 时 | 3 时 | 4 时 | 5 时 | 6 时 | 7 时 | 8 时 | 9 时 | 10 时 | 11 时 | 12 时 |
| | | | | | | | | | | | | |
| 时间 | 13 时 | 14 时 | 15 时 | 16 时 | 17 时 | 18 时 | 19 时 | 20 时 | 21 时 | 22 时 | 23 时 | 24 时 |
| | | | | | | | | | | | | |
| 场景 2 | | | | | | | | | | | | |
| 时间 | 1 时 | 2 时 | 3 时 | 4 时 | 5 时 | 6 时 | 7 时 | 8 时 | 9 时 | 10 时 | 11 时 | 12 时 |
| | | | | | | | | | | | | |
| 时间 | 13 时 | 14 时 | 15 时 | 16 时 | 17 时 | 18 时 | 19 时 | 20 时 | 21 时 | 22 时 | 23 时 | 24 时 |
| | | | | | | | | | | | | |
| … | | | | | | | | | | | | |

**表 5-10　　　典型的送、受电曲线数据**

| 时间 | 1 月 | 2 月 | 3 月 | 4 月 | 5 月 | 6 月 | 7 月 | 8 月 | 9 月 | 10 月 | 11 月 | 12 月 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 时 | | | | | | | | | | | | | |
| 2 时 | | | | | | | | | | | | | |
| 3 时 | | | | | | | | | | | | | |
| 4 时 | | | | | | | | | | | | | |
| 5 时 | | | | | | | | | | | | | |
| 6 时 | | | | | | | | | | | | | |

续表

| 时间 | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 7时 | | | | | | | | | | | | | |
| 8时 | | | | | | | | | | | | | |
| 9时 | | | | | | | | | | | | | |
| 10时 | | | | | | | | | | | | | |
| 11时 | | | | | | | | | | | | | |
| 12时 | | | | | | | | | | | | | |
| 13时 | | | | | | | | | | | | | |
| 14时 | | | | | | | | | | | | | |
| 15时 | | | | | | | | | | | | | |
| 16时 | | | | | | | | | | | | | |
| 17时 | | | | | | | | | | | | | |
| 18时 | | | | | | | | | | | | | |
| 19时 | | | | | | | | | | | | | |
| 20时 | | | | | | | | | | | | | |
| 21时 | | | | | | | | | | | | | |
| 22时 | | | | | | | | | | | | | |
| 23时 | | | | | | | | | | | | | |
| 24时 | | | | | | | | | | | | | |

（9）电源检修安排。包括一般性原则和特殊性安排。

1）一般性原则即单台机组检修需要的时间和检修周期。

2）特殊性安排是针对某些机组必须在特定的时间检修。

核电厂的检修属于特殊性安排，风电场、太阳能电站暂未考虑检修，其他电厂（站）机组检修按一般性原则考虑。

## 二、电力平衡

1. 电力平衡负荷

电力平衡采用的负荷是各月最大负荷日的负荷曲线，其可以通过下述步骤得到：

（1）由全年最大负荷与年负荷特性得到各月最大负荷。

（2）由各月最大负荷与该月日负荷特性得到该月最大负荷日的负荷曲线。

2. 电力平衡电源

电力平衡采用的电源以收集到的电源装机以及电源对应的出力特性为基础。电力平衡中水电厂一般采用枯水年出力特性参与计算。只有在研究水电装机比重较大的系统的外送能力时，可以采用平水年出力特性参与计算。

电力平衡是各月最大负荷日的平衡，对于有调节能力的水电厂，其日发电能力按调节后的出力参与平衡，调节后的出力为相应水电厂的月平均出力乘以水库调节系数。

3. 电力平衡结果

负荷曲线与电源特性确定后，按上述平衡计算过程计算电源工作出力、备用容量等指标。电力平衡结果通常用表格形式表示，必要时也可用图形表示。表格形式的系统电力平衡结果见表5-11，图形形式如图5-1所示。

表5-11　××系统××年电力平衡结果

| 序号 | 项目 | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 一 | 最大发电负荷 | | | | | | | | | | | | | |
| 二 | 备用容量 | | | | | | | | | | | | | |

续表

| 序号 | 项目 | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 其中 | 负荷备用 | | | | | | | | | | | | | |
| | 事故备用 | | | | | | | | | | | | | |
| | 检修备用 | | | | | | | | | | | | | |
| 三 | 系统必需容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 四 | 水电装机容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 其中 | 水电工作出力 | | | | | | | | | | | | | |
| | 水电承担备用 | | | | | | | | | | | | | |
| | 水电受阻 | | | | | | | | | | | | | |
| | 水电空闲 | | | | | | | | | | | | | |
| 五 | 火电装机容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 其中 | 火电工作出力 | | | | | | | | | | | | | |
| | 火电承担备用 | | | | | | | | | | | | | |
| | 火电受阻 | | | | | | | | | | | | | |
| 六 | 其他电源 | | | | | | | | | | | | | |
| | 工作出力 | | | | | | | | | | | | | |
| | 承担备用 | | | | | | | | | | | | | |
| | … | | | | | | | | | | | | | |
| 七 | 系统装机容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 八 | 外送/受入电力 | | | | | | | | | | | | | |
| 九 | 电力盈（+）亏（–） | | | | | | | | | | | | | |

电力平衡首先关注电源工作出力能否满足最大负荷需求；其次关注电源是否有足够的备用容量以及各类电源承担的备用比例是否合适；最后还要关注是否增加检修备用容量。

电力平衡也关注水电的利用情况，包括工作容量、备用容量、空闲容量、是否弃水以及弃水容量等。

电力平衡结果反映的电源装机控制月一般为系统负荷的最大月，但是对于水电比重较大的系统，电源装机控制月可能转移到不是系统最大负荷月的水电厂出力较低的枯水期。

电力平衡表可根据实际情况进行修改，如表5-12即为火电占比较高的系统多年控制月电力平衡的结果。

表5-12　××系统电力平衡结果

| 序号 | 项目 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 一 | 最大发电负荷 | | | | | | | | | | |
| 二 | 备用容量 | | | | | | | | | | |
| 三 | 系统必需容量 | | | | | | | | | | |
| 四 | 控制月装机容量 | | | | | | | | | | |
| 其中 | 水电装机 | | | | | | | | | | |
| | 火电装机 | | | | | | | | | | |

续表

| 序号 | 项目 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | ××年 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 其他电源装机 | | | | | | | | | | |
| 五 | 外送/受入电力 | | | | | | | | | | |
| 六 | 电力盈（+）亏（-） | | | | | | | | | | |

## 三、电量平衡

1. 纯燃煤火电或水电占比较小系统的电量平衡

纯燃煤火电或水电占比较小系统的电量平衡，是为校核燃煤机组的年利用小时。如果年利用小时过高，则需要增加电源装机使电源的年利用小时在合理的范围内。电量平衡的计算和结果表达都很简单。

2. 对于水电占比较大系统的电量平衡

对于水电占比较大系统，由于涉及弃水的问题，电量平衡是在各月平均负荷特性曲线的基础上以电力平衡的方法计算的，水电厂的出力均以平水年的出力参与平衡，即使有调节能力的水电厂，也不计入水库调节系数的影响。

各月平均负荷曲线可通过以下步骤得到：

（1）由全年负荷电量按年负荷特性分配到各月（注意各月利用小时不同）。

（2）由各月负荷电量得到各月的平均负荷。

（3）由各月日负荷特性得到该月平均负荷特性曲线。

水电占比较大系统的电量平衡，不仅关注水电的利用以及弃水的情况，也关注燃煤电厂是否能够充分发挥作用，以此来分析电源结构是否合理。电量平衡结果通常采用表格形式表示，参见表 5-13。

表 5-13　××系统××年电量平衡结果

| 序号 | 项目 | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 一 | 系统需要电量 | | | | | | | | | | | | | |
| 二 | 外送（受入）电量 | | | | | | | | | | | | | |
| 三 | 水电可发电量 | | | | | | | | | | | | | |
| 其中 | 水电工作电量 | | | | | | | | | | | | | |
| | 水电弃水电量 | | | | | | | | | | | | | |
| 四 | 火电发电量 | | | | | | | | | | | | | |
| 五 | 电量不足 | | | | | | | | | | | | | |
| 六 | 利用小时 | | | | | | | | | | | | | |
| 其中 | 水电 | | | | | | | | | | | | | |
| | 火电 | | | | | | | | | | | | | |

3. 含抽水蓄能电源的电量平衡

系统含有抽水蓄能电源，在电量平衡表中需要增加抽水蓄能电源发电工况和抽水工况的电量信息。如果平衡计算中某月抽水蓄能电站只承担备用，则发电和抽水电量均为零；当某月系统调峰电源不足，需要抽水蓄能电站工作时，则需要计算相应的发电和抽水电量，并在电量平衡表中体现。

4. 其他电源的电量平衡

含有核电、风电、太阳能电站的系统，电量平衡优先考虑消纳其电量。在系统负荷扣除上述电源的发电量后，再根据该系统的水电占比采用不同的方法进行电量平衡。

含有核电、风电、太阳能电站的系统的电量平衡结果可参考表 5-13。

## 四、调峰平衡

在电力平衡中，如果燃煤电厂开机的最小技术出力合计值大于该月典型日最小负荷，或在电量平衡中，出现大量的弃水，以及电力电量平衡能够满足日负荷变化的需求，但是燃煤电厂处于深度调峰的情况，都需要分析调峰平衡。

对于风电场、太阳能电站占比很大的系统，也需

要分析调峰平衡。

调峰平衡是特殊方式下的电力平衡，调峰平衡计算对负荷特性、电源出力都可能考虑一些极端的影响。

调峰平衡的特点就是既要满足高峰负荷的容量需求，又要满足低谷负荷的电源出力要求，并且还要考虑弃水（风、光）以及燃煤机组深度调峰等经济问题。因此，调峰平衡结果表达必须对高峰负荷和低谷负荷都有体现。

调峰平衡结果通常以表格形式表示，但表格内容可根据研究的对象有所差别，系统调峰平衡结果可参见表 5-14。

表 5-14　　××系统××年调峰平衡结果

| 序号 | 项目 | 1 月 | 2 月 | 3 月 | 4 月 | 5 月 | 6 月 | 7 月 | 8 月 | 9 月 | 10 月 | 11 月 | 12 月 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 一 | 最大发电负荷 | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 基荷 | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 峰荷 | | | | | | | | | | | | | |
| 二 | 负荷、事故备用 | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 热备用 | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 冷备用 | | | | | | | | | | | | | |
| 三 | 水电工作出力/热备用 | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 水电承担基荷容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 水电承担峰荷容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 其中 | 水电调峰弃水容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 四 | 风电可承担工作容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 风电承担基荷容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 其中 | 风电小方式弃风容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 风电承担峰荷容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 其中 | 风电大方式弃风容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 五 | 太阳能可承担工作容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 太阳能承担基荷容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 其中 | 太阳能小方式弃光容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 太阳能承担峰荷容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 其中 | 太阳能大方式弃光容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 六 | 核电工作出力 | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 核电承担基荷容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 核电承担峰荷容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 七 | 抽水蓄能电站工作容量/热备用 | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 低谷负荷抽水容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 高峰负荷发电容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 八 | 燃气电厂工作容量/热备用 | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 燃气承担基荷容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 燃气承担峰荷容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 九 | 火电调峰主要指标 | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 火电开机容量 | | | | | | | | | | | | | |

续表

| 序号 | 项目 | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 火电承担基荷容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | 火电承担峰荷容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | 火电承担热备用容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | 火电最小出力 | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | 火电可调出力带基荷容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | 火电可调出力带峰荷容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 8 | 火电可调出力盈余容量 | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | 火电平均调峰深度 | | | | | | | | | | | | | |

调峰平衡如果在周负荷曲线上平衡，可根据系统实际情况允许部分火电机组启停，以降低系统的调峰难度，减少系统弃水（风、光）。周调峰平衡结果仍可参照表 5-14。

# 第六章

# 电网规划设计

## 第一节 电网规划设计任务原则和一般方法

### 一、主要内容及任务

电网规划设计是电力系统规划设计的重要内容之一。电网规划设计依据规划期推荐的负荷预测结果和电源建设方案，进行电力电量平衡和电力流分析，据此确定变电站布局、规模、输电方式和电压等级，研究提出电网规划设计方案，经技术经济比较后得出推荐方案，提出规划期输变电建设项目及投资估算。电网规划设计的主要内容可概括为：

（1）研究确定输电方式；

（2）分析选择电网电压等级；

（3）研究确定变电站布局和规模；

（4）研究确定电网结构；

（5）研究无功补偿及配置；

（6）确定规划期内建设项目及投资估算。

其中，电网结构规划设计是最重要的核心内容，也是规划设计成败的关键。

电网规划设计的任务可参照第一章第三节进行划分，即按时段分为五年、中期（一般为5～15年）和长期（一般为15～30年或更长时期）；按地区分为全国、区域、省级或地区；以及按具体工作任务进行划分。其中，按具体工作任务一般包括：

（1）目标网架规划设计；

（2）受端电网规划设计；

（3）大型电源送出输电系统规划设计；

（4）大区之间或省级电网之间联网规划设计；

（5）发电厂接入系统设计；

（6）交流变电站接入系统设计；

（7）直流换流站接入系统设计；

（8）城市和农村电网规划设计；

（9）各类电网专题规划设计；

（10）电网新技术应用规划设计。

### 二、主要原则及要求

电力系统规划设计的主要原则同样适用于电网规划设计，此外电网规划设计应统筹考虑电源和负荷，从全网整体结构出发，满足以下要求。

（1）对电网规划设计的基本要求。

1）应适应电力负荷发展的需要，遵循“近细远粗，远近结合，适度超前”的原则。正确处理近期规划与远期规划的关系，使电网规划能适应电力系统近、远景发展，具有较强的适应能力。

2）应统筹考虑大型电源基地输电、跨区联网送电、骨干网架结构、受端电网规划及各级电网规划的衔接。

3）贯彻分层分区原则，优化电网结构。

4）应重点研究目标网架，对网架结构、最高电压等级、输电方式、供电规模等进行论证，可根据规划年份的远近有所侧重。电网规划目标网架应与电源规划及区外电力互送规划相适应。

5）合理控制系统短路电流，不超过允许的短路电流水平。

6）电网的过电压水平、电压质量应符合标准要求，网络结构应满足DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》和DL/T 5429—2009《电力系统设计技术规程》中的相关规定。

（2）对电网规划方案及网架结构的总体要求。

1）电网发展应有总体规划设想。应根据规划电网在大区或全国电网中的地位和作用，确定电网发展的方向、总体目标和规划思路。

2）对主干电网和地区电网应有明确定位，规划其各自发展目标。

3）根据区域内各分区电网的作用和特点，分析论证分区电网与全网的结构关系、联络方式和供电分区总体设想。

4）根据地区电源和变电站布点情况、电力流输送需要，研究提出电网规划目标总体结构设想。

（3）对电网分层分区的要求。

1）应按电压等级对电网分层规划，结合供电区域的划分将电网合理分区：合理分层，电源和负荷应按其容量规模大小及占地区负荷比例分别接入相适应的电压等级；合理分区，以受端系统为核心，将外部电源连接到受端系统，形成一个供需基本平衡的区域，并经联络线与相邻区域相连。

2）根据系统规模大小及控制短路电流水平的需要，以主干电网为依托，合理划分供电分区，随系统发展和高一级电压网络的加强逐步实现分区运行，相邻分区之间保持互为备用。供电分区应以上级变电站为中心形成较坚强主干回路，一般可形成链式主通道或环网结构。

3）分区电网应尽可能简化，以有效限制短路电流水平和简化系统继电保护的配置。

（4）对电网解环规划的要求。

1）根据系统安全稳定运行需要，适时解开电磁环网。应研究规划期内电磁环网解开的时机及条件。

2）宜将与高一级电压网络有两个及以上独立联络回路作为解开电磁环网的基本条件。

3）具备解开条件且影响系统安全稳定运行的相邻分区之间下级电压联络线应解列运行，并作为备用联络线路。

4）当有利于系统安全稳定和可靠供电，且短路电流水平允许时，宜保持电磁环网或者部分电磁环网运行。

5）应避免和消除严重影响电网安全稳定的不同电压等级的电磁环网。

（5）对电网输电容量及导线截面选择的要求。

1）电网输电容量应能满足系统正常运行及发输变主设备单一故障后的输电需要。发电机计划检修及水电站、风电场因自然条件因素引起的出力变化均属于正常运行方式。

2）线路输电容量的确定至少应考虑 5～10 年发展需要，对线路走廊十分困难的地区应考虑更远发展，预留较大裕度，必要时应结合系统中长期发展规划按同塔多回建设或按高一级电压建设初期降压运行。

3）电源送出线路输电容量的确定应统筹考虑电厂本期及最终规模电力送出需要。

4）常规水、火电厂送出线路应按最终装机规模满发进行规划，按本期装机规模确定输电线路建设回路数。

5）季节性发电的水电厂专用长距离线路应论证输电容量。

6）风能、太阳能等逐步开发的电源，新建送出线路应考虑其远景规划容量选择较为经济输电容量；能源基地或大规模集中送出线路宜按装机有效出力确定输电容量。

7）近期规划设计应对规划期内计划新建架空线路的导线截面进行初步选择或提出优化建议，可按DL/T 5429—2009《电力系统设计技术规程》规定的条件选择。

（6）对不同规划期的要求。

1）电网规划设计应根据规划时间期限在研究内容和目标上有所侧重。

2）近期规划设计重点研究主网架结构是否满足不同方式运行需要，进行详细电气计算，优化调整输变电建设项目，提出无功补偿容量及限制短路电流水平的措施。

3）中期规划设计重点研究目标网架结构方案及对电网长期发展的适应性，根据需要进行更高一级电压等级、新增大型输电通道等相关论证，提出变电站规划布局及最终规模、无功补偿容量，研究限制短路电流水平的措施。

4）长期规划设计重点研究电网发展的战略性问题，分析电网远景适应性、最高电压等级及出现更高电压等级的必要性和时机，结合能源及电力流分析，展望电网远景框架结构及发展趋势。

（7）对电网新技术应用的要求。

1）电网规划设计应结合资源限制条件和电网发展需要，分析新技术应用前景，积极应用可提高输电能力、降低输电成本、节约资源、先进的适用输变电技术和新型高效设备。

2）采用新技术应符合本地区电网发展实际情况，宜优先采用有一定应用经验且相对成熟的技术和设备。

3）新技术应用初期应开展专题研究论证。

## 三、相关技术标准及要求

### （一）相关技术标准

适用于电网规划设计一次专业的主要技术标准包括：

GB/T 31464—2015《电网运行准则》

GB/T 50293—2014《城市电力规划规范》

GB/Z 24847—2009《1000kV 交流系统电压和无功电力技术导则》

GB/T 156—2017《标准电压》

DL/T 1234—2013《电力系统安全稳定计算技术规范》

DL/T 1172—2013《电力系统电压稳定评价导则》

DL/T 5444—2010《电力系统设计内容深度规定》

DL/T 5429—2009《电力系统设计技术规程》

DL/T 5439—2009《大型水、火电厂接入系统设计内容深度规定》

DL/T 5393—2007《高压直流换流站接入系统设计内容深度规定》

DL/T 5222—2005《导体和电器选择设计技术规定》

DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》

DL/T 1773—2017《电力系统电压和无功电力技术导则》

SD 131—1984《电力系统技术导则》

（二）安全稳定基本要求

电网规划设计一次专业应满足以下安全稳定基本要求。

1. 总体要求

（1）为保证电力系统运行的稳定性，维持电网频率、电压的正常水平，系统应有足够的静态稳定储备和有功、无功备用容量。备用容量应分配合理，并有必要的调节手段。在正常负荷波动和调整有功、无功潮流时，均不应发生自发振荡。

（2）合理的电网结构是电力系统安全稳定运行的基础。在电网的规划设计阶段，应当统筹考虑，合理布局。电网运行方式安排也要注重电网结构的合理性。合理的电网结构应满足如下基本要求：

1）能够满足各种运行方式下潮流变化的需要，具有一定的灵活性，并能适应系统发展的要求；

2）任一元件无故障断开，应能保持电力系统的稳定运行，且不致使其他元件超过规定的事故过负荷和电压允许偏差的要求；

3）应有较大的抗扰动能力，并满足 DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》中规定的有关各项安全稳定标准；

4）满足分层和分区原则；

5）合理控制系统短路电流。

（3）在正常运行方式（含计划检修方式，下同）下，系统中任一元件（发电机、线路、变压器、母线）发生单一故障时，不应导致主系统非同步运行，不应发生频率崩溃和电压崩溃。

（4）在事故后经调整的运行方式下，电力系统仍应有规定的静态稳定储备，并满足再次发生单一元件故障后的暂态稳定和其他元件不超过规定事故过负荷能力的要求。

（5）电力系统发生稳定破坏时，必须有预定的措施，以防止事故范围扩大，减少事故损失。

（6）低一级电网中的任何元件（包括线路、母线、变压器等）发生各种类型的单一故障均不得影响高一级电压电网的稳定运行。

2. 电网结构

（1）受端系统的建设。

1）受端系统是指以负荷集中地区为中心，包括区内和邻近电厂在内，用较密集的电力网络将负荷和这些电源连接在一起的电力系统。受端系统通过接受外部及远方电源输入的有功电力和电能，以实现供需平衡。

2）受端系统是整个电力系统的重要组成部分，应作为实现合理的电网结构的关键环节予以加强，从根本上提高整个电力系统的安全稳定水平。加强受端系统安全稳定水平的要点有：加强受端系统内部最高一级电压的网络联系；为加强受端系统的电压支持和运行的灵活性，在受端系统应接有足够容量的电厂；受端系统要有足够的无功补偿容量；枢纽变电站的规模要同受端系统的规模相适应；受端系统发电厂运行方式改变，不应影响正常受电能力。

（2）电源接入。

1）根据发电厂在系统中的地位和作用，不同规模的发电厂应分别接入相应的电压网络；在经济合理与建设条件可行的前提下，应注意在受端系统内建设一些较大容量的主力电厂，主力电厂宜直接接入最高一级电压电网。

2）外部电源宜经相对独立的送电回路接入受端系统，尽量避免电源或送端系统之间的直接联络和送电回路落点过于集中。每一组送电回路的最大输送功率所占受端系统总负荷的比例不宜过大，具体比例可结合受端系统的具体条件来决定。

（3）电网分层分区。

1）应按照电网电压等级和供电区域，合理分层、分区。合理分层，将不同规模的发电厂和负荷接到相适应的电压网络上；合理分区，以受端系统为核心，将外部电源连接到受端系统，形成一个供需基本平衡的区域，并经联络线与相邻区域相连。

2）随着高一级电压电网的建设，下级电压电网应逐步实现分区运行，相邻分区之间保持互为备用。应避免和消除严重影响电网安全稳定的不同电压等级的电磁环网，发电厂不宜装设构成电磁环网的联络变压器。

3）分区电网应尽可能简化，以有效限制短路电流和简化继电保护的配置。

（4）电力系统间的互联。

1）电力系统采用交流或直流方式互联应进行技术经济比较。

2）交流联络线的电压等级宜与主网最高一级电压等级相一致。

3）互联电网在任一侧失去大电源或发生严重单一故障时，联络线应保持稳定运行，并不应超过事故过负荷能力的规定。

4）在联络线因故障断开后，要保持各自系统的安全稳定运行。

5）系统间的交流联络线不宜构成弱联系的大环网，并要考虑其中一回断开时，其余联络线应保持稳定运行并可转送规定的最大电力。

6）对交流弱联网方案，应详细研究对电网安全稳

定的影响，经技术经济论证合理后，方可采用。

3. 无功平衡及补偿

（1）无功功率电源的安排应有规划，并留有适当裕度，以保证系统各中枢点的电压在正常和事故后均能满足规定的要求。

（2）电网的无功补偿应以分层分区和就地平衡为原则，并应随负荷（或电压）变化进行调整，避免经长距离线路或多级变压器传送无功功率，330kV 及以上电压等级线路的充电功率应基本上予以补偿。

（3）发电机或调相机应带自动调节励磁（包括强行励磁）运行，并保持其运行稳定性。

（4）受端系统发生突然失去一回重负荷线路或一台大容量机组（包括发电机失磁）等事故时，为保持系统电压稳定和正常供电，不致出现电压崩溃，受端系统中应有足够的动态无功备用容量。

## 四、工作程序和规划设计方法

### （一）工作程序

电网规划设计的工作程序主要有以下步骤：

（1）确定规划期内的负荷预测水平及电源装机安排。

（2）进行电力电量平衡和电力流计算分析。

（3）拟订电网方案。重点内容是确定变电站布局和规模、确定输电方式和距离、选择电网电压等级、确定电网结构方案、确定无功补偿及配置方案等。

（4）进行必要的电气计算。

（5）进行方案技术经济比较。

（6）综合分析，提出推荐方案。

（7）提出规划期内建设项目及投资估算。

### （二）规划设计方法

电网规划设计方法有传统的常规方法和数学方法。常规方法是目前我国广泛采用的方法，该方法以方案比较为基础，从几种拟订的可行方案中，通过技术经济比较选择出推荐方案。一般情况下，参与比较的方案是由规划设计人员凭借经验和判断提出，以计算机为辅助工具，考虑其他技术、经济等相关影响因素，对方案进行定量和定性的分析比较，最后经综合分析由规划设计人员提出的推荐方案。由于电网规划的变量数很多，约束条件复杂，以及有些规划决策因素难以用数学模型表达，因此数学方法还代替不了常规方法。本节仅对常规方法进行介绍。

1. 网络结构分类

从可靠性角度分，电网接线基本上可分为无备用网络和有备用网络两大类。无备用网络又可分为单回路放射式和单回路链式，如图 6-1 所示；有备用网络又分为双回路放射式、双回路链式、环网式、双回路与环网混合式，如图 6-2 所示。

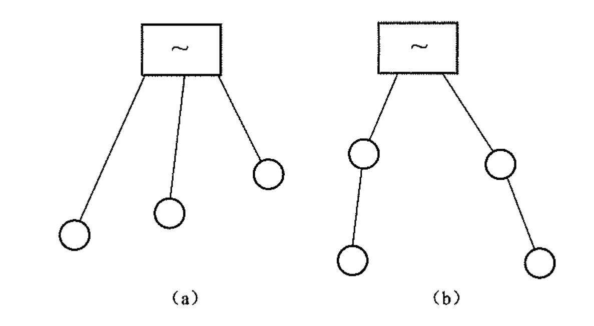



图 6-1 无备用网络
（a）单回路放射式；（b）单回路链式

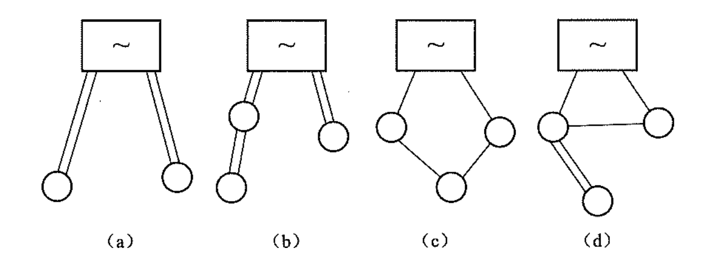



图 6-2 有备用网络
（a）双回路放射式；（b）双回路链式；（c）环网式；（d）双回路与环网混合式

从电网结构复杂程度，以及如何分析、控制稳定水平着眼，电网结构可分为简单结构和复杂结构两种。属于简单结构的电力系统是分析机电暂态过程时可以归结为等值两机系统的电力系统。如果在分析电力系统机电暂态过程时不能归结为两机系统，则电力系统应该用三台或更多等值发电机来表示，这就属于复杂结构的电力系统了。

简单结构的电力系统宜分为以下四种类型：

（1）与大容量联合电力系统相连的功率过剩的电力系统（或供电地区），如图 6-3（a）所示；

（2）从大容量联合电力系统获取功率的功率不足的电力系统（或供电地区），如图 6-3（b）所示；

（3）通过强联络线相连的两个容量相近的电力系统，如图 6-3（c）所示；

（4）通过弱联络线相连的两个电力系统，如图 6-3（d）所示。

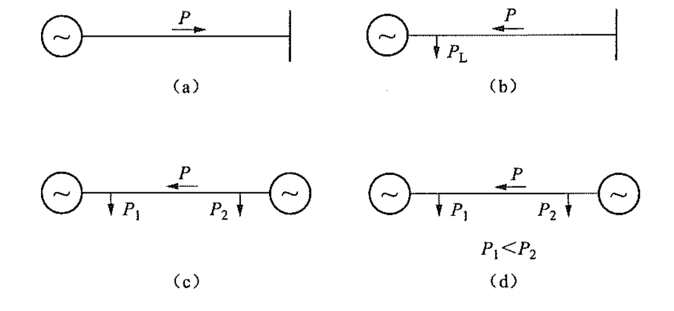



图 6-3 简单结构的电力系统
（a）功率过剩；（b）功率不足；（c）强联络线相连；（d）弱联络线相连

复杂结构的电力系统可分为以下五种类型：

（1）放射式三机系统，如图 6-4（a）所示；

（2）链式系统，如图 6-4（b）所示；

（3）辐射式系统，如图 6-4（c）所示；

（4）环式系统，如图 6-4（d）所示；

（5）多回路系统，如图 6-4（e）所示。

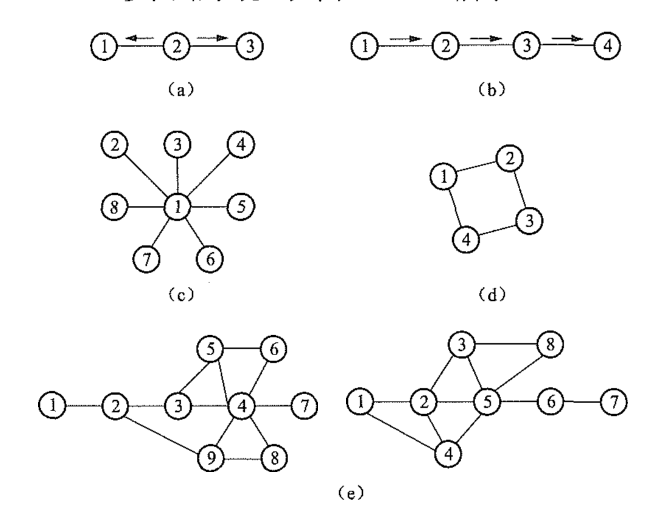


图 6-4 复杂结构的电力系统

（a）放射式；（b）链式；（c）辐射式；（d）环式；（e）多回路式

在确定具体系统应属于哪种类型时，电力系统的运行方式、电力系统各个地区发电和负荷功率的比例关系，以及联络线输送能力和被联系电力系统的容量对比关系等因素起着重要作用。例如，同一个电力系统在不同运行方式下可能属于图 6-3（a）或图 6-3（b）结构类型，这取决于联合电力系统相连的联络线上功率潮流的方向。两个电力系统在正常运行方式下属于图 6-3（b）结构类型，在开断一回平行线后，就可能属于图 6-3（d）结构类型。

上述所建议的九种典型结构不是唯一可行的分类方案，可根据实际情况选择。

2. 输电方式分类

输电方式分为交流输电和直流输电两类。

交流输电是指以交流形式输送电能的方式。交流输电工程中间可以落点，具有网络功能，可以根据电源分布、变电站布局、输送电力、电力交换等实际需要构成电网。交流输电主要定位于构建坚强的同步交流电网、各级输电网络和电网互联的联络通道，为直流输电提供重要支撑，同时在满足交直流输电经济等价距离条件下，广泛应用于发电厂接入系统。交流输电线路的电感对正弦交流电起阻碍作用。交流输电线路的输电能力与电网结构、交流输电线路在电网中所处的位置、运行方式等因素有关，其输电能力取决于线路两端的短路容量比和输电线路距离。交流输电线路很难胜任真正意义上的远距离、大容量的输电任务，不同电压等级的交流输电的经济合理输送距离一般在 1000km 以内。

直流输电是指以直流形式输送电能的方式，一般分为常规直流输电、柔性直流输电和混合直流输电三类，每类又有两端和多端之分。目前，国内外已经有两端和多端常规直流和柔性直流工程投运，预计在 2020 年前后会有特高压、大容量、远距离、架空线输电的多端常规与柔性混合直流工程投运。

对于直流输电来说，线路的电感没有阻碍作用，因此，在直流输电中不需考虑电感问题。目前，常规直流输电工程主要以中间不落点的两端工程为主，可点对点、大功率、远距离直接将电力输送到负荷中心。常规直流输电可以减少或避免大量过网潮流，按照送、受端运行方式变化改变潮流，潮流大小和方向均能方便控制。但常规直流输电必须依附于坚强的交流电网才能发挥作用。常规直流输电适用于超过交直流经济等价距离的远距离点对点、大容量输电；“背靠背”直流输电技术主要适用于不同频率系统间的联网以及大交流电网间的互联。

柔性直流输电技术在运行性能上远超常规直流输电技术，主要表现为：没有无功补偿问题；没有换相失败问题；可以为无源系统供电；可同时独立调节有功功率和无功功率；谐波水平低；适合构建多端直流系统；占地面积小。

受端电网的多直流馈入问题是常规直流输电技术的根本性制约因素，对于交直流并列输电系统问题尤为突出。多直流馈入问题主要反映在两个方面：一是换相失败引起输送功率中断威胁系统的安全稳定性；二是当任何一回大容量直流输电线路发生双极闭锁等严重故障时，直流功率会转移到与其并列的交流输电线路上，造成并列交流线路的严重过负荷和低电压，极有可能引起交流系统暂态失稳。

相反，在交流系统故障时，只要换流站交流母线电压不为零，柔性直流输电系统的输送功率就不会中断。同样，在多直流馈入情况下，即使交流系统发生故障，多回柔性直流输电线路也不会中断输送功率，可在一定程度上避免潮流的大范围转移，对交流系统的冲击比常规直流输电线路要小得多。因此，为了解决常规直流输电所引起的多直流馈入问题，采用柔性直流输电技术是一个很好的方案。

采用柔性直流输电技术不存在换相失败问题，以及多个换流站同时发生换相失败的问题。柔性直流输电技术的突出优点是：一是馈入受端交流电网的直流输电落点个数和容量不受限制，受电容量与受端交流电网的结构和规模无关；二是不增加受端电网的短路电流水平，解决了因交流线路密集落点而造成的短路电流超限问题。

交流与直流是电网的两个组成部分，在电网中的

作用有各自特点，两者相辅相成。

3. 方案形成

在规划设计电网方案时，常规方法可分为静态法和动态法。静态法只对未来一个水平年的电网接线方案进行研究，因而又称水平年规划法。动态法将规划设计期分为几个年度并考虑其过渡问题。

（1）基本原则。方案形成时需注意以下基本原则：

1）各方案的前提条件等同，包括设计水平年的电源、负荷和前一年的电力系统基础等。

2）各方案规定的功能可比，均须满足交换规定的电力流和电能的功能，如满足电源送出、对负荷供电、系统间互送电力电量等要求。

3）各方案完成规定功能的质量（如电压、频率等）以及安全可靠性方面都必须满足规定的技术标准。

4）工程技术和设备供应方面都是成熟、可行的。

5）各方案在资源利用、环境影响和社会效益等方面是可比、对等的，并能得到其支撑。

（2）拟订方案。参考上面介绍的网络结构类型、方案形成基本原则，根据变电站布局和规模、输电容量、输电距离以及可靠性的要求，基于设计者的经验拟订多个可比的网络方案。

1）变电容量的确定。通过电力电量平衡的分层分区分析，分析设计年度规划范围内的变电容量需求，确定变电站布局（地理位置）和规模。变电站主变压器规模与供电范围内装机规模、负荷水平有关；变电站的布局与负荷分布有关；变电站的地理位置，与变电站一、二次电压接网方案和站址自身条件等因素有关。变电站及发电厂的母线，是连接电网的节点，是拟订网络方案的基础。

2）送电容量的确定。电力流反映了电网对输电功率的需求，是输电断面上构成电网方案并建设有关送电线路的重要因素，因此需要有针对性地进行设计水平年若干个子区的电力平衡，获取相应断面的电力流规模和方向。

3）送电距离的确定。一般是在相关地图上量得长度，再乘以曲折系数（根据地形复杂情况经验数可取1.1～1.15，或应用实际积累的数值），也可参考同路径已运行的线路实际长度，或采用送电线路可行性研究阶段确定的设计长度。

4）网架方案拟订。在变电站布局、送电距离和送电容量确定后，根据有关送电线路输电能力的数据、以往类似工程实例，以及设计者的经验，即可拟出多个待选的网络连接方案。由于现代电力网络的结构越来越复杂，设计时没有标准模式可套用，一般应根据其规划年度内的负荷分布、数量大小、用电特性及其供电距离等进行考虑。

方案拟订过程中，拟订的方案应与原有电网基础相衔接，与电网发展规划相协调。特别值得注意的是，现在我国电网建设与土地等相关资源的矛盾越发突出，因此现有和拟建线路路径走向和走廊条件、变电站站址位置和站址条件，常会对电网方案的构思、取舍起到十分重要的影响；即使其他条件相同，由于线路走向或站址位置条件不同，拟订的方案、推荐的方案往往会有很大不同。

4. 方案检验

方案检验阶段的任务是对已形成的方案进行技术经济比较，内容一般包括潮流计算、暂态稳定计算、短路电流计算、调相调压计算、工频过电压计算、潜供电流计算及经济比较等，在进行网络方案检验的同时，还可以根据检验得到的信息，增加或修改原有的网络方案，现作如下简要说明。

（1）一般要求。

1）应进行潮流计算，视需要进行稳定和短路电流计算。对推荐网络方案应进行全面详细的电气计算。根据规划期的不同，电气计算的内容和深度有所不同。

2）近期规划设计应包括潮流、稳定、短路电流计算，必要时进行调相调压、工频过电压、潜供电流计算。

3）中期规划设计应包括潮流、稳定、短路电流计算，必要时进行调相调压计算。

4）长期规划设计视情况进行必要的潮流、稳定、短路电流计算。

（2）潮流计算。用以比较规划网络方案，检验推荐方案对运行方式的适应性，为输变电主要设备参数选择提供依据。应进行正常方式和 $N$–1 静态安全分析潮流计算。对潮流计算结果应分析正常运行方式下电网主干回路潮流分布及变压器、输电线路负荷水平是否合理，通过 $N$–1 静态安全分析校验检修方式和事故方式下的设备过负荷情况，校核各运行方式下的系统运行电压水平是否满足 DL/T 1773—2017《电力系统电压和无功电力技术导则》的要求。必要时应对过渡年或过渡网络方案进行潮流计算。

（3）暂态稳定计算。用以检验方案是否满足系统稳定运行的要求、输电通道送电功率极限能否满足输电容量需要。以 DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》第一级安全稳定标准中的故障类型为主，必要时对第二级和第三级安全稳定标准中的故障类型进行验算。

一般可仅对推荐方案和少数主干网络比较方案进行静态和暂态稳定计算，但根据电力系统特点能判别哪类稳定起控制作用时，则可只进行控制类型的计算。必要时进行动态稳定计算。

稳定计算应注意分析过渡年份接线及某些系统最小运行方式的稳定性。

当系统稳定水平较低时，应采取提高稳定的措施，如设置中间开关站、串联电容补偿、调相机、静止无功补偿器等。规划设计可根据电网具体情况初步分析并推荐一种或多种措施，为下阶段专题研究提供依据。

（4）短路电流计算。用以评估电网发展的短路电流水平，校验现有设备的短路容量能否满足要求，为规划方案比选和新增设备的短路容量选择提供依据，以及研究限制系统短路电流水平的措施。

应对规划水平年和远景水平年计算短路电流。对现有断路器进行更换时还应按过渡年计算。

短路电流应限制到合理的水平，应与制造厂提供的设备水平相适应。

应计算三相和单相短路电流，如单相短路电流大于三相时，应研究电网的接地方式以及接地点的多少等，全接地系统应研究加装中性点小电抗接地。

如短路电流水平过高需要大量更换现有断路器或无法选择断路器时，应研究限制短路电流的措施。

（5）调相、调压计算。用以校验系统各种典型运行方式下的电压是否符合标准要求，校核无功补偿配置的合理性。

经调相、调压计算，在系统各种运行方式下变电站母线的运行电压不符合电压质量标准时，应研究增加无功补偿设备满足电压质量标准，在增加无功补偿设备后电压波动幅度仍不能满足要求时，可选用动态无功补装置或有载调压变压器。

（6）工频过电压计算。用以校验规划网络 330kV 及以上电压交流线路的工频过电压水平，为线路是否装设高压并联电抗器提供依据。

330kV 及以上电网的工频过电压水平，线路断路器的变电站侧及线路侧应分别不超过网络最高相电压（有效值，kV）的 1.3 倍及 1.4 倍。

按 DL/T 5429—2009《电力系统设计技术规程》的要求，工频过电压计算应以正常运行方式为基础，加上一重非正常运行方式及一重故障形式。正常运行方式包括过渡年发电厂单机运行、电网解环运行等。非正常运行方式包括故障时局部系统解列、联络变压器退出运行、中间变电站的一台主变压器退出运行等，但单相变压器组有备用相时，可不考虑该变压器组退出运行。

故障形式可取线路一侧发生单相接地三相断开或仅发生无故障三相断开两种情况。

限制工频过电压的措施主要是装设线路高压并联电抗器，可结合无功补偿需求在线路单侧或双侧配置高压并联电抗器。

（7）潜供电流计算。用以校验规划网络 330kV 及以上电压交流线路的潜供电流和恢复电压水平，为线路是否装设高压并联电抗器和能否采用单相快速重合闸提供依据。

计算潜供电流及恢复电压应考虑系统暂态过程中两相运行期间系统摇摆情况，并以摇摆期间潜供电流最大值作为设计依据。

潜供电流的允许值取决于潜供电弧自灭时间的要求，潜供电流的自灭时间等于单相自动重合闸无电流间隙时间减去弧道去游离时间，单相自动重合闸无电流间隙时间要结合系统稳定计算决定，弧道去游离时间可取 0.1～0.15s，并考虑一定裕度。

限制潜供电流的措施主要有在高压并联电抗器中性点接小电抗，也可采用快速单相接地开关或良导体架空地线，应根据系统特点结合其他方面的需要进行论证。

（8）经济比较。在以上各项检验通过以后进行方案的经济比较，作为提出推荐方案的依据。方案经济比较宜采用年费用法。

在技术比较可行性相当时，应优先采用投资费用省、运行成本低、节约能源资源、社会经济效益好的规划方案。

（9）综合比较推荐方案。电网规划的最终推荐方案应综合技术经济比较，从国民经济整体利益出发，符合国家能源及电力建设方针政策，使电力建设获得最大的社会经济效益。除以上检验内容外，在选择方案时，还应综合考虑下列因素：

1）主干电网结构合理性；
2）对远景发展的适应性；
3）方案过渡是否方便；
4）运行灵活性；
5）电源、负荷变化的适应性；
6）对国民经济其他部门的影响；
7）国家资源利用政策；
8）环境保护和生态平衡；
9）建设条件和运行条件；
10）对人民生活条件的影响。

## 第二节　交　流　输　电

### 一、电压等级选择

（一）电压等级选择的原则

电压等级为在电力系统中使用的标称电压值系列。电压等级选择需考虑以下因素：

（1）国家电压标准；
（2）本网电压系列；
（3）电网的经济性、可靠性和对电网发展的适应性；

（4）对环境的影响；

（5）设备制造能力；

（6）电压等级的发展。

促进发展高一级电压等级的原因一般有：远距离、大容量输电的需要；限制输电走廊的需要；降低短路电流水平的需要；建设高可靠性网架的需要。

发展新的高一级电压重点考虑以下因素：

（1）满足电力系统的需要，适应电力系统中长期发展，兼顾全系统的经济性，有利于更高一级电压等级主干网架的形成，保证电力系统的可靠性。

（2）综合分析采用新电压等级后带来的经济效益、社会效益和环境效益。

（3）与本网现有电压等级系列相协调，技术经济合理配合，相邻两级电压级差一般不宜低于 2 倍。

（4）与其在系统中的作用、输电能力和输电距离相适应。

（5）有利于相邻电网互联。

（6）新电压等级输电的可用性与新的发电和输电需求相统一。

（7）新电压等级输变电设备与工程应用时间上相协调。

电网规划设计中不应选择非标准电压，某些地区由于历史等原因，已经存在的非标准电压应限制发展，当具备条件时可逐步升级改造。利用原有线路及路径升压，是提高和解决输电容量的一项比较经济有效的措施。

在确定电压等级时应考虑到与主系统及地区系统联网的可能性，故电压等级应服从于主系统及地区系统。如果考虑地区特点不可能采用同一种电压系列，应研究不同系统互联的可能措施。

规划设计中选定电压等级时应既能满足远景发展的需要，又能适应近期过渡的可能性。在技术经济指标相差不大的情况下，应优先推荐电压等级较高的方案，必要时可考虑初期降压运行过渡。

在同一个电网中采用的各层次的电压等级组成本网的电压等级系列。在国际上，合理简化电压等级系列已成为趋势，因而电压等级选择实际上是电压等级系列互相配合问题，各国都有自己的电压等级标准。目前，国际上采用的电压等级系列大致有以下三种模式：

（1）400（380）/220 /110（138）kV 系列。以英、法、德、瑞典为代表的西欧及北欧国家采用。

（2）500/220（275 或 230）/110kV 系列。美国、日本、加拿大、独联体国家采用。

（3）750（765）/330（345）/110（154）kV 系列。美国、加拿大、独联体国家采用。

1962 年国际大电网会议上，超高压电压标准化国际工作组给出下列三点建议：

（1）已采用 220kV 或 230kV 为主的国家，最好选用 500/230kV 电压系列。

（2）已采用 330kV 或 345kV 为主的国家，最好选用 750/330/110kV 电压系列。

（3）在同一个国家内，以选用一种电压系列为宜，以免标称电压不同的电力系统互联时，需要安装专用的互联变压器。

国际电工委员会（IEC）也提出：采用 500/220kV 系列或 750/330/110kV 系列；相邻两级电压之比最好不低于 2；任何一个国家或国家内部某一地区，在 220kV 和 330kV、330kV 和 400kV，以及 400kV 和 500kV 两者中，只能选用一种电压。

上述情况综合反映了世界各国选择电网电压等级的经验，可以借鉴。

GB/T 156—2017《标准电压》中规定的交流三相标准电压为：3（3.6）、6（7.2）、10（12）、20（24）、35（40.5）、66（72.5）、110（126）、220（252）、330（363）、500（550）、750（800）、1000（1100）kV。

在我国，110kV 及以下电压等级电网称为配电网，其中 3kV 以下为低压，3～20kV 为中压，35～110kV 为高压；220kV 及以上电压等级电网称为输电网，其中 220kV 为高压，330、500、750kV 为超高压，1000kV 及以上为特高压。随着电网不断发展，我国有许多大城市，220kV 在功能上已成为配电电压，35kV 降为中压配电电压；相反，某些地区 220kV 电压出现前，或 220kV 电网较弱时，110kV 仍为输电电压。输电网的功能是输送电能，从发电厂或电源基地向消费电能地区输送电能，或不同电网之间互送电能。配电网功能是分配电能，是在电能消费地区将电能分配至用户，并直接为用户服务，配电网的作用体现出电网公用事业功能。

GB/T 156—2017《标准电压》中所列允许使用的标准电压，各电网可以根据自身的特点逐级依次采用，也可以越级使用，以利于减少降压层级，节约变电损失。在我国，实际电网使用的电压级差：110kV 以下一般在 3 倍以上，110kV 及以上一般为 2～3 倍。35kV 与 66kV、66kV 与 110kV 不宜在同一地区配电网中并存；330kV 与 500kV、500kV 与 750kV 不宜在同一输电系统中并存。我国现有电网的电压等级系列，110kV 以上主要有 1000/500/220/110（66）kV 和 750/330（220）/110kV 两种，大部分电网采用前一种，西北电网采用后一种。配电网主要电压等级系列包括：220（330）/110/10（20）/0.38kV；220/66/10/0.38kV；220/35/10/0.38kV；220/20/0.38kV；220（330）/110/ 35/10/0.38kV；220（330）/110/35/0.38kV，可根据配电网供电区域划分

情况有针对性采用。

（二）电压等级选择的方法

交流电网电压等级选择，应根据输电容量和输送距离，参考国内外不同电压等级的使用范围，以及从控制电力损失等角度出发，拟订多个参选电压等级的网络结构方案，经技术经济比较后选定。在初选电压等级时，可参考下面一些经验数据和公式。

（1）表6-1为美国电气设备制造协会（NEMA）关于电压等级与输电容量的调查数据。

**表6-1　美国电气设备制造协会（NEMA）关于电压等级与输电容量的调查数据**

| 电压等级（kV） | 输电容量（MW） | 电压等级（kV） | 输电容量（MW） |
|---|---|---|---|
| 115～161 | 100 | 500 | 1200 |
| 230 | 250 | 765 | 2500 |
| 345 | 600 | | |

（2）表6-2为独联体国家不同电压等级输电容量和输送距离的使用范围。

**表6-2　独联体国家不同电压等级输电容量和输送距离的使用范围**

| 电压等级（kV） | 输电容量（MW） | 输电距离（km） |
|---|---|---|
| 330 | 250 | 500～1000 |
| | 500 | 200～500 |
| 500 | 500 | 500～1500 |
| | 1000 | 250～850 |
| | 1500 | 150～650 |
| 750 | 1000 | 900～1700 |
| | 1500 | 700～1400 |
| | 2000 | 500～1000 |

（3）可根据以下经验公式计算标称电压

$$U_N=\frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L}+\frac{2500}{P}}} \tag{6-1}$$

式中　$U_N$——标称电压，kV；

$P$——输电容量，MW；

$L$——输电距离，km。

根据式（6-1）计算值，再按GB/T 156—2017《标准电压》中规定的标称电压选择合适的电压等级。

（4）表6-3是我国与各种交流电压等级相适应的单回线输电容量和输送距离的经验数据。

**表6-3　我国与各种交流电压等级相适应的单回线输电容量和输送距离的经验数据**

| 电压等级（kV） | 输电容量（MW） | 输电距离（km） |
|---|---|---|
| 3 | 0.1～1.0 | 1～3 |
| 6 | 0.1～1.2 | 4～15 |
| 10 | 0.2～2.0 | 6～20 |
| 35 | 2～10 | 20～50 |
| 66 | 3～30 | 30～100 |
| 110 | 10～50 | 50～150 |
| 220 | 100～500 | 100～300 |
| 330 | 350～800 | 300～800 |
| 500 | 1000～1500 | 400～800 |
| 750 | 2000～2500 | 500～1000 |
| 1000 | 3000～4200 | 600～2000 |

（5）从控制电力损失角度选择电压等级。电压等级与电网电力损失有密切的关系，一般情况下，在送电容量既定条件下，即使导线截面按经济电流密度选定，当送电距离超过某个数值时，在经济上仍然会失去竞争力而被上一级电压等级线路取代。当送电线路采用钢芯铝导线、电流密度为0.9A/mm$^2$、受电功率因数为0.95的条件下，各级电压线路每千米电力损失的相对值近似为

$$\Delta P(\%)=\frac{5L}{U_N} \tag{6-2}$$

式中　$U_N$——标称电压，kV；

$L$——输电距离，km；

$\Delta P(\%)$——每千米电力损失的相对值，%。

长线路的电力损失值一般较大，但一般不宜超过5%。由式（6-2）可求得各等级电压合适的送电距离。

## 二、线路导线截面选择及输电能力

### （一）架空线路导线截面选择和校验

架空线路的导线截面一般按正常情况下经济电流密度来选择，并依据电晕、事故情况的发热条件进行校验，必要时通过技术经济比较确定。对于110kV及以上电压架空线路，首先要满足电晕条件要求；对330kV及以上电压线路，电磁环境要求成为选择导线截面（和结构）的重要因素。

电网规划设计选择导线截面常用方法是按经济电流密度选择导线截面和按导线发热容量校验或选定导线截面，目前风电场和光伏电站送出线路主要按导线发热容量校验或选定导线截面；超高压和特高压长距离输电线路的导线截面还要考虑电晕条件和

无线电干扰；尤其是高海拔 330kV 以上线路，经常是由电晕条件、无线电干扰条件、噪声条件控制导线截面的选择。

1. 按经济电流密度选择导线截面

按经济电流密度选择导线截面采用的输电容量，宜考虑线路投入运行后 5～10 年或更远景的发展，在计算中必须采用正常运行方式下具有代表性的输电容量。在系统发展不明确的情况下，应多方面分析，使导线截面选择尽量适中。

按经济电流密度选择导线截面的计算公式为

$$S=\frac{P}{\sqrt{3}JU_N\cos\varphi} \tag{6-3}$$

式中 $S$——导线截面积，$mm^2$；

$P$——输电容量，kW；

$J$——经济电流密度，$A/mm^2$；

$U_N$——线路的额定电压，kV；

$\cos\varphi$——功率因数。

经济电流密度 $J$ 的确定，与国家不同时期的经济政策、材料价格、生产水平、电能成本及线路特点等密切相关，因此在不同历史时期，需要对经济电流密度做必要的修订，具体计算可见 DL/T 5222—2005《导体和电器选择设计技术规定》的相关内容。目前，规划设计中使用的经济电流密度见表 6-4。对运行的输电系统，可以用这种方法校验线路是否处于经济运行状态；对于规划设计的输电系统，可以初步选择系统方案和导线规范。

表 6-4 经济电流密度 （$A/mm^2$）

| 导线材料 | 最大负荷利用小时数 $T_{max}$ | | |
|---|---|---|---|
| | 3000h 以下 | 3000～5000h | 5000h 以上 |
| 铝线 | 1.65 | 1.15 | 0.9 |
| 铜线 | 3.0 | 2.25 | 1.75 |

2. 按导线长期允许载流量校验或选择导线截面

选定的架空线路导线截面，应根据各种不同运行方式以及系统事故情况下（一般为相关线路 $N$−1）被选线路的输电容量进行发热校验。此输电容量一般应是架空线路预期的最大输电容量，设计中不得超过导线发热允许载流量所对应的输电容量。按允许载流量设限的输电容量称线路的持续输电容量，简称线路的热稳定容量或发热容量，计算公式为

$$S=\sqrt{3}U_N I \tag{6-4}$$

式中 $S$——线路的热稳定容量，MV・A；

$U_N$——线路的标称电压（若已知线路实际电压 $U$ 不等于标称电压 $U_N$ 时，式中应采用 $U$），kV；

$I$——导线长期允许的载流量，kA。

架空导线长期允许载流量可按导线的发热和散热的热平衡原理计算，可采用 GB 50545—2010《110kV～750kV 架空输电线路设计规范》中的计算公式

$$I=\sqrt{(W_R+W_F-W_S)/R_t'} \tag{6-5}$$

式中 $I$——允许载流量，A；

$W_R$——单位长度导线的辐射散热功率，W/m；

$W_F$——单位长度导线的对流散热功率，W/m；

$W_S$——单位长度导线的日照吸热功率，W/m；

$R_t'$——允许温度时导线的交流电阻，Ω/m。

辐射散热功率 $W_R$ 的计算公式为

$$W_R=\pi DE_1S_1[(\theta+\theta_a+273)^4-(\theta_a+273)^4] \tag{6-6}$$

式中 $D$——导线外径，m；

$E_1$——导线表面的辐射散热系数，光亮的新线为 0.23～0.43，旧线或涂黑色防腐剂的线为 0.90～0.95；

$S_1$——斯特凡—包尔茨曼常数，其值为 $5.67\times10^{-8}$ $W/m^2$；

$\theta$——导线表面的平均温升，℃；

$\theta_a$——环境温度，℃。

流散热功率 $W_F$ 的计算公式为

$$W_F=0.57\pi\lambda_f\theta R_e^{0.485} \tag{6-7}$$

$$\lambda_f=2.42\times10^{-2}+7(\theta_a+\theta/2)\times10^{-5} \tag{6-8}$$

$$R_e=VD/\upsilon \tag{6-9}$$

$$\upsilon=1.32\times10^{-5}+9.6(\theta_a+\theta/2)\times10^{-8} \tag{6-10}$$

式中 $\lambda_f$——导线表面空气层的传热系数，W/（m・℃）；

$R_e$——雷诺数；

$V$——垂直于导线的风速，m/s；

$\upsilon$——导线表面空气层的运动黏度，$m^2/s$。

日照吸热功率 $W_S$ 的计算公式为

$$W_S=\alpha_S J_S D \tag{6-11}$$

式中 $\alpha_S$——导线表面的吸热系数，光亮的新线为 0.35～0.46，旧线或涂黑色防腐剂的线为 0.9～0.95；

$J_S$——日光对导线的日照强度，$W/m^2$，当晴天、日光直射导线时，可采用 $1000W/m^2$。

影响导线载流量的因素，一部分为外界环境条件，如风速、日照强度、环境温度等，这与输电线路所处的自然条件有关；另一部分与导线有关，如导线的吸热系数、辐射系数、导线允许温度、导线直径等。导线的吸热、辐射系数综合影响载流量较小，当导线直径（截面）一定时，导线允许温度的取值就成为影响载流量的主要因素。

导线的最高使用温度按各国的具体情况而定，日本、美国的导线最高使用温度允许达到 90℃，法国为 85℃，德国、荷兰、瑞士等国允许达到 80℃。

我国现行架空线路设计规范中规定：

（1）钢（铝包钢）芯铝绞线和钢（铝包钢）芯铝合金绞线宜采用 70℃、必要时可采用 80℃；大跨越宜采用 90℃。

（2）铝包钢绞线可采用 80℃；大跨越可采用 100℃；也可经试验确定。

导线表面辐射系数和表面的吸热系数，主要由导线的新旧决定，虽然它们各自对导线载流量有一定影响，而且影响是相反的，但它们对导线载流量的综合影响要小得多，在导线使用温度范围内，为 1%～2%。

风速对导线载流量影响很大，$V$=0.5m/s 比 $V$=0.1m/s 时的载流量要大 40%，而 $V$=1.0m/s 比 $V$=0.5m/s 时的载流量要增大 15%～20%。

参照 GB/T 1179—2017《圆线同心绞架空导线》中，国内常用规格的导线尺寸及导线性能，计算部门常用钢芯铝绞线长期允许载流量，见表 6-5。

表 6-5　常用钢芯铝绞线长期允许载流量

| 标称截面积 铝/钢（mm²） | 环境温度 25℃ 导线载流量（A） | | 环境温度 35℃ 导线载流量（A） | |
|---|---|---|---|---|
| | 70℃ | 80℃ | 70℃ | 80℃ |
| 50/30 | 234 | 263 | 199 | 233 |
| 70/40 | 250 | 275 | 225 | 250 |
| 95/25 | 349 | 394 | 295 | 349 |
| 120/25 | 393 | 444 | 332 | 393 |
| 150/25 | 441 | 499 | 372 | 441 |
| 185/30 | 498 | 565 | 420 | 499 |
| 240/30 | 598 | 680 | 502 | 600 |
| 300/40 | 680 | 774 | 569 | 682 |
| 400/35 | 782 | 892 | 653 | 786 |
| 500/45 | 898 | 1027 | 748 | 904 |
| 630/45 | 1040 | 1193 | 863 | 1049 |
| 720/50 | 1140 | 1311 | 944 | 1151 |
| 800/55 | 1222 | 1408 | 1010 | 1235 |

注　载流量计算条件为日照 1kW/m²，风速 0.5m/s，导线表面黑度 0.93。

3. 按电晕条件校验导线截面

在高压输电线路中，导线周围产生很强的电场，当电场强度达到一定数值时，导线周围的空气就发生游离，形成放电，这种放电现象就是电晕。在高海拔地区，110～220kV 线路及 330kV 以上电压线路的导线截面，电晕条件往往起主要作用。

导线产生电晕会带来两个不良后果：增加了输电线路的电能损失；对无线电通信和载波通信产生干扰。

关于电晕损失，若直接计算出送电线路的电晕损失，其优点是数量概念很清楚，缺点是计算较复杂，目前已很少采用这种方法。现在趋向于用导线最大工作电场强度 $E_m$（单位为 kV/cm）与全面电晕临界电场强度 $E_0$ 之比来衡量。部分国家认为，三相平均的导线表面最大工作电场强度与全面电晕电场强度之比若小于 0.9，即 $E_m/E_0<0.9$，则认为是经济的。

海拔不超过 1000m 地区，钢芯铝绞线外径不小于表 6-6 所列数值，可不必验算电晕，对应的导线截面可参见 GB/T 1179—2017《圆线同心绞架空导线》。如采用小规格的导线或者海拔超过 1000m 时，必须按照电晕条件验算导线规格。

表 6-6　可不必验算电晕的导线最小外径（海拔不超过 1000m）

| 电压等级（kV） | 110 | 220 | 330 | | | 500 | | | 750 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 导线外径（mm） | 9.60 | 21.60 | 33.60 | 2×21.60 | 3×17.10 | 2×36.24 | 3×26.82 | 4×21.60 | 4×36.90 | 5×30.20 | 6×25.50 |

注　GB 50545—2010《110kV～750kV 架空输电线路设计规范》。

对于 1000kV 架空线路，在正常输送功率条件下的导线选择主要取决于电晕条件，而考察电晕影响程度的主要判据是导线表面工作场强与起始电晕场强的比值，以及电晕派生效应、无线电干扰和可听噪声，其中无线电干扰和可听噪声是导线最小截面选择的主要控制条件。

4. 按电磁环境要求校验或选择导线截面和结构

电磁环境要求有无线电干扰（RI）、可听噪声（AN）及电场效应等项。对 330kV 及以上电压线路，电磁环境要求成为选择导线截面的首要因素，其限值说明如下。

对于交流 750kV 及以下电压等级线路导线截面，满足了表 6-6 中的要求，一般就能满足电磁环境要求，但对于 1000kV 线路导线截面，电磁环境成为决定导线截面的因素。

（1）无线电干扰（RI）。输电线路的无线电干扰

（RI）是指，在一定条件下输电线路导线表面电场强度较高时所产生的干扰，包括导线电晕、闪络、微火花、刷状放电、绝缘子及金具等所产生的干扰。输电线路RI的限值标准是环境保护的重要指标之一，同时也影响输电线路的造价。

交流架空线路的无线电干扰限值：在距离边相导线地面投影外20m、对地2m高度处，频率为0.5MHz时无线电干扰值应符合表6-7的规定。对于海拔超过规定值的线路，其无线电干扰限值应进行高海拔修正。

表 6-7　高压架空线路无线电干扰限值

| 电压等级（kV） | 110 | 220～330 | 500 | 750 | 1000 |
|---|---|---|---|---|---|
| 海拔（m） | ≤1000 | | | | ≤500 |
| 限值 dB（μV/m） | 46 | 53 | 55 | 58 | 58 |

（2）可听噪声（AN）。在较低的运行电压下，噪声级很低，不会引起人们的关注。但随着线路电压等级的不断提高，特别是特高压线路的出现，可听噪声已经成为线路的限制因素。

交流输电线路的可听噪声主要发生在坏天气下。在干燥条件下，导线电场强度通常是在电晕起始水平以下运行，只有很少的电晕源。在潮湿条件下，因为水滴碰撞或聚集在导线上而产生大量的电晕放电，每次放电都发生爆裂声。

输电线路可听噪声有两个特征分量：宽频带噪声（也称无规噪声或电晕噪声，可用"油煎"声、"噼啪"声、嘘嘶声来描述）；频率为2倍工频（100Hz或120Hz）及其整数倍频率的纯分量（交流声）。宽频带噪声是由导线表面在空气中的局部放电（电晕）产生的杂乱无章的脉冲所造成的；交流声是导线周围的空间电荷的运动造成的。

交流架空线路的可听噪声限值：海拔不超过1000m（1000kV不超过500m），距输电线路边导线投影外20m处，110～1000kV交流线路在湿导线条件下的可听噪声不大于55dB（A）。

（3）电场强度。在电力设备和输电线路附近，以及在变电站内存在工频电场和磁场，可引起静电效应和电磁影响，随着线路电压等级的提高，静电效应变得越来越突出。

电场效应的各种静电效应是用静电耦合电流、感应电压和感应能量来表征的，这些物理量取决于该物体的几何形状和参数，以及地面电场强度。静电效应与电场强度关系密切，因而把电场强度当作静电效应的一个设计参量。这里所说的电场强度是指要估计静电效应的物体还未进入电场，电场尚未产生畸变时的电场强度。

交流架空线路的电场强度限值：在符合导线与地面的最小距离要求时，500kV及以上输电线路跨越非长期住人的建筑物或邻近民用建筑时，民用建筑所在位置距离地面1.5m高处最大未畸变场强不得超过4kV/m。

（二）架空线路的输电能力

架空线路的输电能力是指输送功率与输电距离的远近，与系统运行的经济性、稳定性有很大关系。系统稳定性取决于送电距离即线路长度、线路送受端系统包括装机容量、负荷水平、电网接线和运行工况等因素。由系统稳定条件决定的线路输电能力应通过系统稳定计算确定。

1. 线路的自然功率

自然功率也称波阻抗负荷，是指负荷阻抗为线路波阻抗时该负荷消耗的功率。如线路运行电压为额定电压时，则自然功率的表达式为

$$\left.\begin{aligned} P_N &= \frac{U_N^2}{Z_C} \\ Z_C &= \sqrt{L_0/C_0} \end{aligned}\right\} \tag{6-12}$$

式中　$P_N$——线路自然功率，MW；

$U_N$——线路额定电压，kV；

$Z_C$——线路波阻抗（忽略线路损耗），Ω；

$L_0$——单位长度的电感，H/m；

$C_0$——单位长度的电容，F/m。

当线路传输自然功率时，各点电压幅值相等，线路单位长度消耗的无功功率等于所产生的充电无功功率；输送功率小于自然功率时，线路电压从送端往受端提高，线路单位长度消耗的无功功率小于其所产生的充电无功功率；输送功率大于自然功率时，线路电压从送端往受端降低，线路单位长度消耗的无功功率大于其所产生的充电无功功率；若维持送受两端电压相等，且传输功率不等于自然功率时，线路中点电压偏移最严重。

自然功率是线路自身的一种特性，不能简单地把它等同于线路的输电能力，但工程上又经常以它为水准来研判、衡量线路输电能力的大小。对短线路，输电能力一般大于自然功率；对中长距离线路，输电能力一般小于自然功率，应采取必要的措施。

自然功率取决于导线型号、布置方式和电压等级，与外部条件和运行工况无关；表6-8列出了常用电压等级架空线路标称电压时的自然功率参考值。

表 6-8　常用电压等级架空线路标称电压时的自然功率参考值

| 电压等级（kV） | 220 | | 330 | 500 | 750 | 1000 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 导线分裂根数 | 1 | 2 | 2 | 4 | 4 | 6 |

续表

| 电压等级（kV） | 220 | | 330 | 500 | 750 | 1000 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 波阻抗（Ω） | 380 | 340 | 310 | 270 | 250 | 243 |
| 自然功率（MW） | 127 | 142 | 351 | 926 | 2250 | 4115 |

2. 超高压、远距离输电线路的输电能力

超高压、远距离输电线路的输电能力主要取决于发电机并列运行的稳定性，以及为提高稳定性所采取的措施。远距离输电一般不输送无功（或仅送极少无功），可在受端装设适当的调相调压设备。若要提高线路输送能力，必须保证一定的技术经济指标（包括输电成本，电能质量及正常和事故运行情况下系统的稳定性）。

确定输电线路输电能力要通过稳定性计算，但在电力系统规划中可按照输电线路的极限传输角作为稳定性判据。根据功角特性公式并计及 $Z = Z_C \sin\lambda$（$Z$ 为输电线路的阻抗），可求出输电功率的近似估算式为

$$P = P_N \frac{\sin\delta_y}{\sin\alpha} \tag{6-13}$$

式中 $\delta_y$——输电线路的允许传输角，(°)；

$\alpha$——相位常数，近似取 0.06°/km。

当 $\delta_y$ 取 25°～30°时，有

$$P \approx (400\sim480)\frac{P_N}{l} \tag{6-14}$$

考虑串联电容补偿后，有

$$P \approx \frac{400\sim480}{1-K} \times \frac{P_N}{l} \tag{6-15}$$

式中 $K$——串联电容补偿度；

$l$——线路长度，km。

3. 根据功角稳定性条件决定的交流线路输电能力

输电线路在无损耗的条件下，送、受端输送的功率为

$$P_S = P_r = \frac{U_S U_r \sin\delta}{Z_C \sin(\beta l)} \tag{6-16}$$

式中 $P_S$——送端有功功率，MW；

$P_r$——受端有功功率，MW；

$U_S$——送端母线电压，kV；

$U_r$——受端母线电压，kV；

$\delta$——送端母线电压 $\dot{U}_S$ 和受端母线电压 $\dot{U}_r$ 之间的相位差；

$\beta$——相位常数，一般 $\beta \approx 0.06$°/km；

$l$——线路长度，km。

若分别取线路额定电压和自然功率作为电压基准值和功率基准值，则输送功率的标幺值方程为

$$p = p_s = p_r = \frac{P_s}{P_N} = \frac{P_r}{P_N} = u_s u_r \frac{\sin\delta}{\sin(\beta l)} \tag{6-17}$$

式中 $p$、$p_s$、$p_r$——标幺值；

$u_s$、$u_r$——标幺值。

当 $u_s$、$u_r$ 均为 1 时，式（6-17）与式（6-13）一致。

当线路有串联电容补偿时，式（6-17）可改写为

$$p' = p'_s = p'_r = \frac{u_s u_r \sin\delta}{\sqrt{1-k_{se}}\sin(\beta l\sqrt{1-k_{se}})} \tag{6-18}$$

式中 $k_{se}$——线路串联电容补偿度。

输电线路两端系统的电气强度可用节点的等效平均短路比 $scr_{av}$ 表示，其值为节点短路容量与线路自然功率的比值。在静态稳定储备系数取 30%，线路两端电压取线路额定电压，且假定线路两端系统等效平均短路比 $scr_{av}$ 相同的条件下，在线路没有串联电容补偿时，线路的输电能力与输电距离关系曲线如图 6-5 所示。从图 6-5 可以看出：

（1）当输电距离给定时，输电能力取决于线路两端的电气强度，即短路比。两端系统越强，则输电能力越强。这在线路较短时非常明显，而随着输电距离的增加，差别逐渐变小。

（2）当 $scr_{av}$ 为 10，输电距离达到 600km 时，输电能力已接近线路的自然功率。当 $scr_{av}$ 为 40，输电距离达到 800km 以上时，输电能力下降到小于线路的自然功率。

（3）当线路输电能力定义为输电容量与线路自然功率的比值时，其输电能力并不随电压等级变化，即电压等级增高后，因为线路自然功率相应升高，线路输电容量的绝对值也相应增加，而自然功率的输电距离并不随电压等级升高而增长。

（4）一般认为，输电能力小于自然功率是不经济的。因此，仅从功角稳定方面考虑，不加线路串联电容补偿的输电线路，其输电距离不会超过 1000km。

图 6-5～图 6-9 给出了不同串联电容补偿度情况下的线路输电能力，由图可知，加装串联电容补偿可以大大提高线路的输电能力。串联电容补偿的作用相当于缩短输电线路的长度，即使在两端系统比较弱的情况下，串联电容补偿也能够较好地提高线路的输电能力。例如，两端系统平均短路比为 20 时，对于 1000km 线路，串联电容补偿度为 60%与无补偿相比，输电能力可提高 1 倍。但是，为防止出现谐振等

问题，串联电容补偿度一般不宜大于 60%。

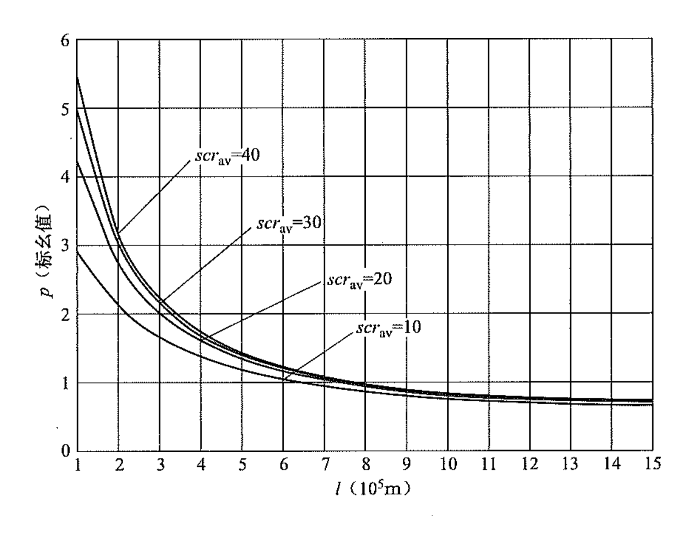



图 6-5 输电能力与输电距离的关系曲线
（线路无串联电容补偿）

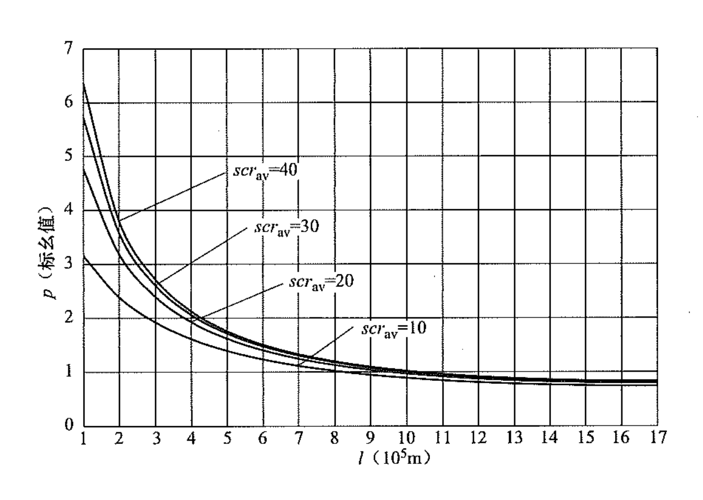



图 6-6 输电能力与输电距离的关系曲线
（线路串联电容补偿 20%）

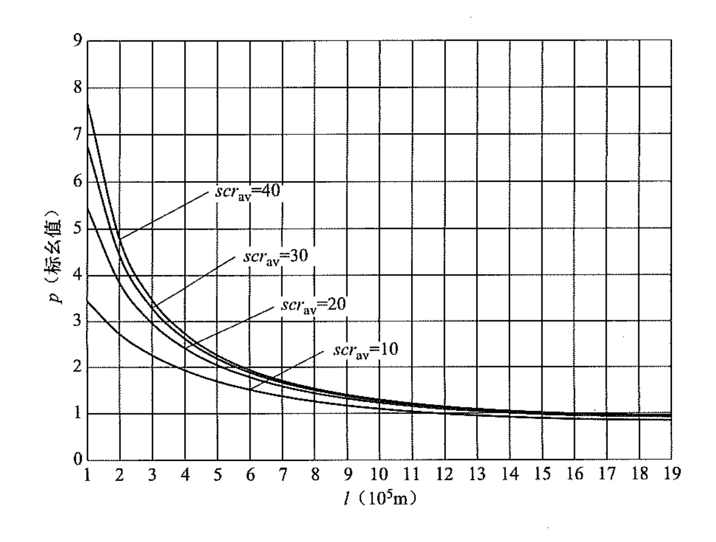



图 6-7 输电能力与输电距离的关系曲线
（线路串联电容补偿 40%）

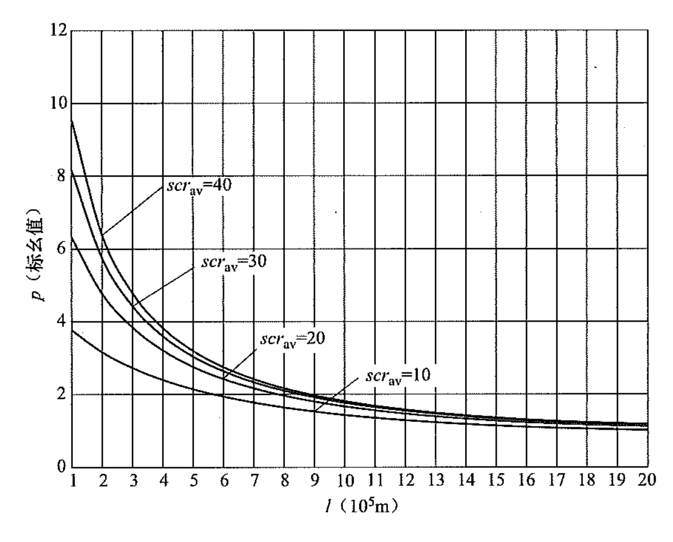



图 6-8 输电能力与输电距离的关系曲线
（线路串联电容补偿 60%）

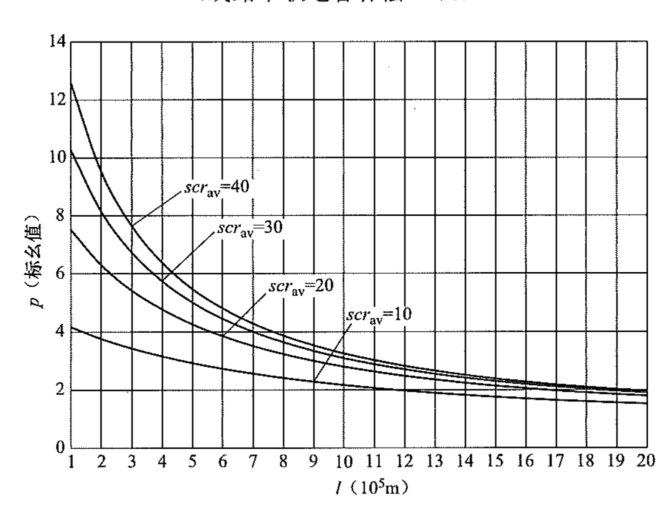



图 6-9 输电能力与输电距离的关系曲线
（线路串联电容补偿 80%）

4. 线路的经济输电容量

线路的经济输电容量系按经济电流密度 $J$ 为 0.9、1.15、1.65A/mm$^2$ 时分别计算求得，结果见表 6-9～表 6-11。

**表 6-9 $J$=0.9A/mm$^2$ 时线路经济输电容量** （MV・A）

| 标称截面（铝截面，mm$^2$） | 电压等级（kV） | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 35 | 66 | 110 | 220 | 330 | 500 | 750 | 1000 |
| 50 | 2.7 | 5.1 | | | | | | |
| 70 | 3.8 | 7.2 | 12.0 | | | | | |
| 95 | 5.2 | 9.8 | 16.3 | | | | | |
| 120 | 6.5 | 12.3 | 20.6 | | | | | |
| 150 | 8.2 | 15.4 | 25.7 | | | | | |
| 185 | 10.1 | 19.0 | 31.7 | | | | | |
| 240 | 13.1 | 24.7 | 41.2 | | | | | |
| 300 | 16.4 | 30.9 | 51.4 | 103 | | | | |

续表

| 标称截面（铝截面，$mm^2$） | 电压等级（kV） | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 35 | 66 | 110 | 220 | 330 | 500 | 750 | 1000 |
| 400 | 21.8 | 41.2 | 68.6 | 137 | | | | |
| 240×2 | | 49.4 | 82.3 | 165 | 247 | | | |
| 300×2 | | 61.7 | 102.9 | 206 | 309 | | | |
| 400×2 | | 82.3 | 137.2 | 274 | 412 | | | |
| 500×2 | | | | 343 | 514 | | | |
| 630×2 | | | | 432 | 648 | | | |
| 720×2 | | | | 494 | 741 | | | |
| 240×4 | | | | | | 748 | | |
| 300×4 | | | | | | 935 | | |
| 400×4 | | | | 549 | 823 | 1247 | | |
| 500×4 | | | | | | 1559 | | |
| 630×4 | | | | | | 1964 | | |
| 720×4 | | | | | | 2245 | | |
| 800×4 | | | | | | 2494 | | |
| 240×6 | | | | | | 1122 | | |
| 300×6 | | | | | | 1403 | | |
| 630×6 | | | | | | 2946 | | |
| 400×6 | | | | | | | 2806 | |
| 500×6 | | | | | | | 3507 | |
| 500×8 | | | | | | | | 6235 |
| 630×8 | | | | | | | | 7856 |

表 6-10　$J$=1.15A/$mm^2$ 时线路经济输电容量（MV・A）

| 标称截面（铝截面，$mm^2$） | 电压等级（kV） | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 35 | 66 | 110 | 220 | 330 | 500 | 750 | 1000 |
| 50 | 3.5 | 6.6 | | | | | | |
| 70 | 4.9 | 9.2 | 15.3 | | | | | |
| 95 | 6.6 | 12.5 | 20.8 | | | | | |
| 120 | 8.4 | 15.8 | 26.3 | | | | | |
| 150 | 10.5 | 19.7 | 32.9 | | | | | |
| 185 | 12.9 | 24.3 | 40.5 | | | | | |
| 240 | 16.7 | 31.6 | 52.6 | | | | | |
| 300 | 20.9 | 39.4 | 65.7 | 131 | | | | |
| 400 | 27.9 | 52.6 | 87.6 | 175 | | | | |
| 240×2 | — | 63.1 | 105.2 | 210 | 316 | | | |
| 300×2 | | 78.9 | 131.5 | 263 | 394 | | | |
| 400×2 | | 105.2 | 175.3 | 351 | 526 | | | |
| 500×2 | | | | 438 | 657 | | | |
| 630×2 | | | | 552 | 828 | | | |
| 720×2 | | | | | 947 | | | |
| 240×4 | | | | | | 956 | | |
| 300×4 | | | | | | 1195 | | |
| 400×4 | | | | 701 | 1052 | 1593 | | |
| 500×4 | | | | | | 1992 | | |
| 630×4 | | | | | | 2510 | | |
| 720×4 | | | | | | 2868 | | |
| 800×4 | | | | | | 3187 | | |
| 240×6 | | | | | | 1434 | | |
| 300×6 | | | | | | 1793 | | |
| 630×6 | | | | | | 3765 | | |
| 400×6 | | | | | | | 3585 | |
| 500×6 | | | | | | | 4482 | |
| 500×8 | | | | | | | | 7967 |
| 630×8 | | | | | | | | 10039 |

表 6-11　$J$=1.65/$mm^2$ 时线路经济输电容量　（MV・A）

| 标称截面（铝截面，$mm^2$） | 电压等级（kV） | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 35 | 66 | 110 | 220 | 330 | 500 | 750 | 1000 |
| 50 | 5.0 | 9.4 | | | | | | |
| 70 | 7.0 | 13.2 | 22.0 | | | | | |
| 95 | 9.5 | 17.9 | 29.9 | | | | | |
| 120 | 12.0 | 22.6 | 37.7 | | | | | |
| 150 | 15.0 | 28.3 | 47.2 | | | | | |
| 185 | 18.5 | 34.9 | 58.2 | | | | | |
| 240 | 24.0 | 45.3 | 75.4 | | | | | |
| 300 | 30.0 | 56.6 | 94.3 | 189 | | | | |
| 400 | 40.0 | 75.4 | 125.7 | 252 | | | | |
| 240×2 | | 90.5 | 150.9 | 302 | 453 | | | |
| 300×2 | | 113.2 | 188.6 | 377 | 566 | | | |
| 400×2 | | 150.9 | 251.5 | 503 | 755 | | | |
| 500×2 | | | | 629 | 943 | | | |
| 630×2 | | | | 792 | 1188 | | | |

续表

| 标称截面（铝截面，mm²） | 电压等级（kV） | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 35 | 66 | 110 | 220 | 330 | 500 | 750 | 1000 |
| 720×2 | | | | | 1358 | | | |
| 240×4 | | | | | | 1372 | | |
| 300×4 | | | | | | 1715 | | |
| 400×4 | | | | 1006 | 1509 | 2286 | | |
| 500×4 | | | | | | 2858 | | |
| 630×4 | | | | | | 3601 | | |
| 720×4 | | | | | | 4115 | | |
| 800×4 | | | | | | 4573 | | |
| 240×6 | | | | | | 2058 | | |
| 300×6 | | | | | | 2572 | | |
| 630×6 | | | | | | 5401 | | |
| 400×6 | | | | | | | 5144 | |
| 500×6 | | | | | | | 6430 | |
| 500×8 | | | | | | | | 11431 |
| 630×8 | | | | | | | | 14403 |

5. 线路的极限输电容量

线路的持续极限输电容量见表 6-12 和表 6-13。表 6-12 所列的线路持续极限输电容量为环境温度+25℃、导体最高允许温度 70℃求得。表 6-13 所列的线路持续极限输电容量为环境温度+25℃、导体最高允许温度为 80℃求得。表 6-12 和表 6-13 中数值对应系统标称电压，当实际电压与标称电压偏差比较大时，应当进行必要的修正。

**表 6-12　线路的持续极限输电容量（最高允许温度 70℃）**　（MV·A）

| 标称截面（铝截面，mm²） | 电压等级（kV） | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 35 | 66 | 110 | 220 | 330 | 500 | 750 | 1000 |
| 50 | 14.2 | 26.7 | | | | | | |
| 70 | 15.2 | 28.6 | 47.6 | | | | | |
| 95 | 21.2 | 39.9 | 66.5 | | | | | |
| 120 | 23.8 | 44.9 | 74.9 | | | | | |
| 150 | 26.7 | 50.4 | 84 | | | | | |
| 185 | 30.2 | 56.9 | 94.9 | | | | | |
| 240 | 36.3 | 68.4 | 114 | | | | | |
| 300 | 41.2 | 77.7 | 130 | 259 | | | | |
| 400 | | 89.4 | 149 | 298 | | | | |
| 500 | | 102.7 | 171 | 342 | | | | |

续表

| 标称截面（铝截面，mm²） | 电压等级（kV） | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 35 | 66 | 110 | 220 | 330 | 500 | 750 | 1000 |
| 630 | | 118.9 | 198 | 396 | | | | |
| 720 | | 130.3 | 217 | 434 | | | | |
| 800 | | 139.7 | 233 | 466 | | | | |
| 240×2 | | 137 | 228 | 456 | 684 | | | |
| 300×2 | | 156 | 259 | 518 | 777 | | | |
| 400×2 | | 179 | 298 | 596 | 894 | | | |
| 500×2 | | | | 684 | 1027 | | | |
| 630×2 | | | | 793 | 1189 | | | |
| 720×2 | | | | | 1303 | | | |
| 240×4 | | | | | | 2072 | | |
| 300×4 | | | | | | 2356 | | |
| 400×4 | | | | 1192 | 1788 | 2709 | | |
| 500×4 | | | | | | 3111 | | |
| 630×4 | | | | | | 3603 | | |
| 720×4 | | | | | | 3949 | | |
| 800×4 | | | | | | 4233 | | |
| 240×6 | | | | | | 3107 | | |
| 300×6 | | | | | | 3533 | | |
| 630×6 | | | | | | 5404 | | |
| 400×6 | | | | | | | 6095 | |
| 500×6 | | | | | | | 6999 | |
| 500×8 | | | | | | | | 12443 |
| 630×8 | | | | | | | | 14410 |

**表 6-13　线路的持续极限输电容量（最高允许温度 80℃）**　（MV·A）

| 标称截面（铝截面，mm²） | 电压等级（kV） | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 35 | 66 | 110 | 220 | 330 | 500 | 750 | 1000 |
| 50 | 15.9 | 30.1 | | | | | | |
| 70 | 16.7 | 31.4 | 52.4 | | | | | |
| 95 | 23.9 | 45 | 75.1 | | | | | |
| 120 | 26.9 | 50.8 | 84.6 | | | | | |
| 150 | 30.2 | 57 | 95.1 | | | | | |
| 185 | 34.3 | 64.6 | 107.6 | | | | | |
| 240 | 41.2 | 77.7 | 130 | | | | | |
| 300 | 46.9 | 88.5 | 148 | 295 | | | | |
| 400 | | 102 | 170 | 340 | | | | |

续表

| 标称截面（铝截面，mm²） | 电压等级（kV） | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 35 | 66 | 110 | 220 | 330 | 500 | 750 | 1000 |
| 500 | | 117.4 | 196 | 391 | | | | |
| 630 | | 136.4 | 227 | 455 | | | | |
| 720 | | 149.9 | 250 | 500 | | | | |
| 800 | | 161 | 268 | 537 | | | | |
| 240×2 | | 156 | 259 | 518 | 777 | | | |
| 300×2 | | 177 | 295 | 590 | 885 | | | |
| 400×2 | | 204 | 340 | 680 | 1020 | | | |
| 500×2 | | | | 783 | 1174 | | | |
| 630×2 | | | | 909 | 1364 | | | |
| 720×2 | | | | | 1499 | | | |
| 240×4 | | | | | | 2356 | | |
| 300×4 | | | | | | 2681 | | |
| 400×4 | | | | 1360 | 2039 | 3090 | | |
| 500×4 | | | | | | 3558 | | |
| 630×4 | | | | | | 4133 | | |
| 720×4 | | | | | | 4541 | | |
| 800×4 | | | | | | 4877 | | |
| 240×6 | | | | | | 3533 | | |
| 300×6 | | | | | | 4022 | | |
| 630×6 | | | | | | 6199 | | |
| 400×6 | | | | | | | 6952 | |
| 500×6 | | | | | | | 8004 | |
| 500×8 | | | | | | | | 14230 |
| 630×8 | | | | | | | | 16530 |

当实际环境温度变化时，架空线持续极限输电容量常用的修正系数参照值见表 6-14。

**表 6-14　架空线持续极限输电容量常用的修正系数参照值**

| 导体最高允许温度（℃） | 海拔（m） | 实际环境温度（℃） | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 |
| +70 | | 1.05 | 1.00 | 0.94 | 0.88 | 0.81 | 0.74 | 0.67 |
| +80 | 1000及以下 | 1.05 | 1.00 | 0.94 | 0.89 | 0.83 | 0.76 | 0.69 |
| | 2000 | 1.01 | 0.96 | 0.91 | 0.85 | 0.79 | | |
| | 3000 | 0.97 | 0.92 | 0.87 | 0.81 | 0.75 | | |
| | 4000 | 0.93 | 0.89 | 0.84 | 0.77 | 0.71 | | |

环境气温宜采用最热月平均最高温度，其参考数据见表 6-15。

**表 6-15　各地最热月平均最高温度**　（℃）

| 地名 | 最热月平均最高温度 | 地名 | 最热月平均最高温度 | 地名 | 最热月平均最高温度 |
|---|---|---|---|---|---|
| 哈尔滨 | 27.7 | 重庆 | 32.7 | 武汉 | 33.8 |
| 长春 | 27.9 | 昆明 | 23.9 | 厦门 | 32.1 |
| 海拉尔 | 25.4 | 济南 | 32.3 | 广州 | 32.2 |
| 北京 | 31.1 | 合肥 | 32.6 | 贵阳 | 28.5 |
| 沈阳 | 29.3 | 南京 | 32.5 | 南宁 | 33.5 |
| 太原 | 29.9 | 上海 | 31.7 | 呼和浩特 | 28.0 |
| 西安 | 30.9 | 杭州 | 33.9 | 乌鲁木齐 | 32.3 |
| 天津 | 30.6 | 长沙 | 34.1 | 南昌 | 34.0 |
| 大同 | 28.2 | 拉萨 | 21.8 | 银川 | 29.4 |
| 神木 | 30.8 | 哈密 | 34.8 | 准格尔 | 29.7 |

6. 架空线路在电压降为 10%时的负荷距

对于中、短距离的输电线路，其输电能力不取决于系统的稳定，而取决于允许的电压损失与功率及能量损耗，而这些又与调相设备、导线材料及电流密度有关。

线路的输电能力会受到送、受端之间电压损失的限制。电压损失虽无明确的标准，输电网规划中常按 10%左右控制，否则可能使位于送、受端附近的变电站二次侧电压偏移超标，需进行调相、调压计算后才能加以定量，35、66、110kV 线路在电压降 10%时的负荷距见表 6-16～表 6-18，数据可作参考。

**表 6-16　35kV 线路在电压降 10%时的负荷距**　（MW・km）

| 标称截面（铝截面，mm²） | 功率因数 | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 1.0 | 0.95 | 0.9 | 0.85 |
| 35 | 135 | 117 | 110 | 104 |
| 50 | 195 | 160 | 147 | 137 |
| 70 | 272 | 209 | 190 | 174 |
| 95 | 371 | 265 | 234 | 212 |
| 120 | 453 | 306 | 266 | 238 |
| 150 | 583 | 362 | 308 | 272 |
| 185 | 720 | 416 | 346 | 302 |
| 240 | 917 | 469 | 381 | 326 |
| 300 | 1144 | 524 | 418 | 354 |
| 400 | 1528 | 602 | 468 | 385 |
| 240×2 | | 1020 | 793 | 661 |

表 6-17　66kV 线路在电压降 10%时的负荷距　（MW·km）

| 标称截面（铝截面，$mm^2$） | 功率因数 | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 1.0 | 0.95 | 0.9 | 0.85 |
| 35 | 480 | 416 | 391 | 370 |
| 50 | 691 | 568 | 511 | 482 |
| 70 | 968 | 734 | 662 | 608 |
| 95 | 1281 | 928 | 817 | 737 |
| 120 | 1612 | 1072 | 928 | 827 |
| 150 | 2072 | 1263 | 1072 | 942 |
| 185 | 2561 | 1442 | 1198 | 1043 |
| 240 | 3259 | 1665 | 1353 | 1158 |
| 300 | 4065 | 1863 | 1486 | 1259 |
| 400 | 5432 | 2140 | 1665 | 1367 |
| 240×2 | | 3597 | 2793 | 2330 |

表 6-18　110kV 线路在电压降 10%时的负荷距　（MW·km）

| 标称截面（铝截面，$mm^2$） | 功率因数 | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 1.0 | 0.95 | 0.9 | 0.85 |
| 35 | 1334 | 1156 | 1087 | 1028 |
| 50 | 1920 | 1580 | 1420 | 1340 |
| 70 | 2690 | 2040 | 1840 | 1690 |
| 95 | 3560 | 2580 | 2270 | 2050 |
| 120 | 4480 | 2980 | 2580 | 2300 |
| 150 | 5760 | 3510 | 2980 | 2620 |
| 185 | 7120 | 4010 | 3330 | 2900 |
| 240 | 9060 | 4630 | 3760 | 3220 |
| 300 | 11300 | 5180 | 4130 | 3500 |
| 400 | 15100 | 5950 | 4630 | 3800 |
| 240×2 | | 10000 | 7767 | 6478 |

### （三）电缆线路

1. 电缆线路的用途

电缆线路的优点是不受自然气象条件和周围环境干扰，不破坏城市美观和影响人身安全，同一通道可容纳多回电缆，增加了供电能力。电缆线路缺点是建设费用与架空线路相比高得多，事故修复时间长，因此，考虑电缆输电应与架空线路有所不同，应避免单回放射形电缆的供电，因为电缆故障，修复时间比架空线要长得多，若无备用电源，会造成用户长时间停电。

按照我国的具体条件，目前在下列情况下采用电缆线路：

（1）依据城市规划，繁华地区、重要地段、主要道路、高层建筑区及对市容环境有特殊的要求；

（2）架空线路和线路导线通过严重腐蚀地段且在技术上难以解决；

（3）供电可靠性要求较高的重要用户供电线路；

（4）重点风景旅游区的区段；

（5）沿海地区受热带风暴侵袭的主要城市的重要区域；

（6）走廊狭窄，架空线对建筑物不能保持安全距离的通道；

（7）电网结构或运行安全的特殊需要；

（8）跨越内河、大江、海峡，或者向岛屿、石油平台供电的线路；

（9）海上风电场送出线路等。

2. 电缆线路的分类

电缆线路是指采用电缆输送电力的输电和配电线路，一般敷设在地下或水下，也有架空敷设的配电电缆线路。电缆线路主要由电缆本体、电缆接头、电缆终端等部分组成。从基本结构上看，电缆本体主要由导电线芯、绝缘层和保护层三部分组成，其中导电线芯用于传输电能；绝缘层用于保证在电气上使导电线芯与外界隔离；保护层则起保护密封作用，使绝缘层不受外界潮气浸入，不受外界损伤，保持绝缘性能。

电力电缆一般可按电压等级、导体芯数、绝缘材料等多种方法分类。

（1）按电压等级分类。低压电力电缆为 1kV 及以下，用于电力、冶金、机械、建筑等行业；中压电力电缆为 3～35kV，约 50%用于电力系统的配电网络，将电力从高压变电站输送到城市和偏远地区，余下部分用于建筑行业，以及机械、冶金、化工、石化企业等；高压电力电缆为 66～110kV，绝大部分应用于城市高压配电网络，部分用于大型企业内部供电，如大型钢铁、石化企业等；超高压电力电缆为 220～500kV，主要运用于大型电站的引出线路，欧美等经济发达国家还将其用于超大城市等用电高负荷中心的输配电网络，上海、北京等大型城市也拟将超高压电缆用于城市输配电网络。

（2）按导体芯数分类。电力电缆导体芯数分为单芯、二芯、三芯、四芯四种。单芯电缆通常用于传送单相交流电、直流电，也可在特殊场合使用（如高压电机引出线等）；二芯电缆多用于传送单相交流电或直流电；三芯电缆主要用在三相交流电网中，在 35kV 及以下的各种电缆线路中得到广泛的应用；四芯电缆多用于低压配电线路、中性点接地的三相四线制系统（四芯电缆的第四芯截面积通常为主线芯截面积的 40%～60%）。

（3）按绝缘材料分类。常用电缆按绝缘材料可分为表 6-19 中的类型。

1）黏性油浸渍纸绝缘电缆：是用黏性油浸渍纸做绝缘电缆，包括普通黏性浸渍电缆和不滴流黏性电缆，在 35kV 及以下电压电网中广泛使用，但截面较小，大部分为 240$mm^2$ 铝芯。

表 6-19　　常用电缆按绝缘材料分类

| 绝缘类型 | 电缆名称 | 电压等级（kV） | 允许最高温度（℃） |
| --- | --- | --- | --- |
| 油浸纸绝缘电缆 | 普通黏性油浸电缆<br>统包型<br>分相铝（铅）包型 | 1～35 | 1～6kV：80；<br>10kV：65～70；<br>20～35kV：60～65 |
| | 不滴流电缆<br>统包型<br>分相铝（铅）包型 | 1～35 | 1～6kV：80；<br>10kV：65～70；<br>20～35kV：65 |
| | 自容式充油电缆 | 110～750 | 80～85 |
| | 钢管充油电缆 | 110～750 | 80～85 |
| | 钢管充气电缆 | 110～750 | 80 |
| | 充气电缆 | 35～110 | 75 |
| 塑料绝缘电缆 | 聚氯乙烯电缆 | 1～10 | 65 |
| | 聚乙烯电缆 | 6～400 | 70 |
| | 交联聚乙烯电缆 | 6～500 | 90 |
| 橡皮绝缘电缆 | 天然丁苯橡皮电缆 | 0.5～6 | 65 |
| | 乙丙橡皮电缆 | 1～138 | 90 |
| | 丁基橡皮电缆 | 1～35 | 80 |
| 气体绝缘电缆 | 压缩气体绝缘电缆 | 220～500 | 90 |
| 新型电缆 | 低温电缆 | | |
| | 超导电缆 | | |

2）塑料绝缘电缆：聚氯乙烯塑料（PVC）作为绝缘的电缆，广泛应用于 10kV 以下低压线路；交联聚乙烯（XLPE）电缆是利用高能辐照或化学方法对聚乙烯分子交联后作为绝缘介质的一种电缆，具有载流量大、质量轻、坚固，可在比较恶劣环境下敷设，接头、终端头等附件制作简单等优点，适用于 500kV 及以下电网。

3）橡皮绝缘电缆：适用于 6kV 以下固定敷设的电力线路。

4）自容式充油电缆：分为单芯和三芯两种，单芯一般用于 110～750kV 电网，三芯一般用于 35～110kV 电网，其特点是采用浸渍剂的消除因负荷变化在油纸绝缘层中形成的气隙，以提高电缆的工作场强。

5）直流电缆：直流电缆结构与交流电缆有很多相似之处，但绝缘长期承受直流电压，且可比交流电压高 5～6 倍。目前，直流电缆大部分为黏性浸渍纸绝缘。

（4）按敷设环境分类。按敷设环境分为陆地电缆、架空电缆和海底电缆三种。

1）陆地电缆：泛指敷设陆地土壤内的电缆，主要包括直埋、保护管、电缆沟、隧道，是常用的电缆类型。

2）架空电缆：通常悬挂在电杆或建筑物墙上，一般用于 10kV 及以下电压等级。随着价格较低的轻型绝缘材料的交联聚乙烯的应用，架空电缆可以快速发展。

3）海底电缆：泛指敷设于江河、湖泊、海域水底的电力电缆，也称为水底电缆。与陆上电缆相比，在主绝缘方面没有太大差异，海底电缆的特殊施工方法和运行条件，在金属套、铠装等结构方面有较大的不同。由于敷设环境对电缆护层的结构影响较大，因此电缆对护层结构的机械强度、防腐蚀能力和柔软性分别有不同的特殊要求。

3. 电缆的路径和主要敷设方式

陆地电缆线路路径应与城市总体规划相结合，应与各种管线和其他市政设施统一安排；路径应综合路径长度、施工、运行和维护方便等因素，跨越河流时宜利用城市交通桥梁、交通隧道等公共设施敷设，应做到统筹兼顾、技术可行、安全适用、环境友好、经济合理；供敷设电缆用的构筑物宜按电网远景规划一次建成；供敷设电缆用的保护管、电缆沟或直埋敷设的电缆不应平行敷设于其他管线的正上方或正下方。

陆地电缆敷设方式应视工程条件、环境特点和电缆类型、数量等因素，以及满足运行可靠、便于维护和技术经济合理的要求选择。敷设方式和规划电缆根数见表 6-20。

表 6-20　　敷设方式和规划电缆根数

| 序号 | 敷设方式 | 规划敷设电缆根数 |
| --- | --- | --- |
| 1 | 直埋 | 6 根及以下 |
| 2 | 保护管或电缆沟 | 24 根及以下 |
| 3 | 隧道 | 18 根及以上 |

（1）直埋敷设：一般将电缆直接埋设在地面下 0.7～1.5m 深，适用不易经常性开挖的地段，容易翻修的城区人行道下或道路、建筑物边缘；地下管网较多的地段，可能有熔化金属、高温液体溢出的地段，待开发及有较频繁开挖的地段，不宜采用直埋敷设。优点是经济、敷设简便；缺点是容易受周围土壤化学和电化学腐蚀，因此有化学腐蚀或杂散电流腐蚀的土壤范围，不得采用直埋敷。

（2）保护管敷设：将电缆敷设在预埋于地下管子中的一种电缆安装方式。通常用于交通频繁、城市地下走廊比较拥挤的地段，如市区道路，穿越公路，小型建筑场合。优点是土建工程一次性完成，后期电缆敷设不必开挖道路，电缆不易受外力破坏。缺点是投资较大、工期较长，损坏电缆时需要更换工作井间的整根电缆。

（3）电缆沟敷设：将电缆敷设在砌好的电缆沟中的一种电缆安装方式。适用于地面载重负荷较轻的电缆线路路径，如人行道或厂内场地等。优点类似于电缆保护管敷设，且不需要工作井，投资较低。缺点是盖板承压强度较低，不能用于车行道，且电缆沟距离

地面太近，降低了电缆的载流量。

（4）隧道敷设：将电缆敷设在地下隧道的一种电缆安装方式。用于电缆线路较多、路径不易开挖的场所，如过江隧道等，隧道应在变电站选址及建设时统一考虑，并争取与城市其他公用事业部门共同建设、使用。

海底电缆敷设与陆地电缆不同，主要由水域的宽度、水深、通航要求、水文资料确定，路径可分为内河、大江和海峡三类；埋设深度按照通航船舶的吨位、水底土质要求可分为浮埋、浅埋和深埋，对应电缆运输方式，敷设方式包括盘装敷设、筒装敷设和圈装敷设。

4. 电缆导体截面选择

电缆导体截面选择是前期工作和工程设计重要内容，涉及电力系统安全可靠、经济合理运行以及电缆本身的寿命问题。电缆导体最小截面的选择，应同时满足规划载流量和通过系统最大短路电流时热稳定的要求；在大多数情况下，电缆导体截面是由前一个要求决定的。

（1）在持续工作电流作用下，电缆导体温度不得超过按电缆使用寿命确定的允许值，聚氯乙烯、交联聚乙烯和自容式充油电缆导体最高允许温度分别为70、90℃和85（80）℃。

（2）在短路电流作用下的电缆导体温度，电缆导体温度不得超过按热稳定要求确定的允许值，聚氯乙烯、交联聚乙烯和自容式充油电缆导体最高允许温度分别为160、250℃和160℃。

电力电缆导体的最高允许温度见表6-21。

表6-21 电力电缆导体的最高允许温度

| 电缆 | | | 最高允许温度（℃） | |
|---|---|---|---|---|
| 绝缘类别 | 型式特征 | 电压（kV） | 持续工作 | 短时暂态 |
| 聚氯乙烯 | 普通 | ≤6 | 70 | 160 |
| 交联聚乙烯 | 普通 | ≤500 | 90 | 250 |
| 自容式充油电缆 | 普通牛皮纸 | ≤500 | 80 | 160 |
| | 半合成纸 | ≤500 | 85 | 160 |

电力电缆的载流量是选择电缆导体截面的主要因素。载流量是指电缆导体在最高允许温度下电缆允许持续通过的电流值，它不仅取决于电缆导体允许的最高温度，还与电缆的绝缘介质、金属护套、铠装层、内外护层，电缆周围环境温度以及周围媒介有关，也就是说，载流量既与各制造商生产的电缆产品特性有关，还与敷设方式及周围环境有关，需按有关公式详细计算确定。

一般敷设在空气和土壤的电缆允许载流量选取原则如下

$$KI \geq I_g \tag{6-19}$$

式中 $K$——不同敷设条件下的校正系数；

$I$——电缆在标准敷设条件下的载流量，A；

$I_g$——计算工作电流，A。

在规划设计阶段，大致可先按相同输电容量选定的架空线路钢芯铝绞线导线标称截面的2倍上下考虑，然后在工程设计中再予修正，详细核定。工程设计中电缆导体截面的选择需结合当地敷设环境，66kV及以上电缆可参照JB/T 10181.11《电缆载流量计算 第11部分：载流量公式（100%负荷因数）和损耗计算一般规定》计算；35kV及以下常用电缆可根据制造厂提供的载流量结合当地敷设环境选用国标和行标中提供的校正系数（环境温度、土壤热电阻、多根电缆并列方式和户外日照）计算。

随着我国经济持续高速发展，部分地区按照载流量选择电缆截面，存在导线损耗比较大的问题，此时可以考虑电缆的经济截面，虽然经济截面较按载流量选择截面大，但初投资的造价提高与年电能损耗的降低之间还是存在一定的可比性。计算方法可以按照JB/T 10181.32《电缆载流量计算 第32部分：运行条件相关 电力电缆截面的经济优化选择》的相关内容进行计算，也可采用下列公式

$$S = I_g / J \tag{6-20}$$

式中 $S$——电缆截面，$mm^2$；

$I_g$——计算工作电流，A；

$J$——经济电流密度，计算方法参见DL/T 5222—2005《导体和电器选择设计技术规定》，$A/mm^2$。

5. 常用电缆导体截面

额定电压110kV（$U_m$=126kV）、220kV（$U_m$=252kV）和500kV（$U_m$=550kV）交联聚乙烯绝缘电力电缆及其附件系列标准和GB/T 9326.2—2008《交流500kV及以下纸或聚丙烯复合纸绝缘金属套充油电缆及附件 第2部分：交流500kV及以下纸绝缘铅套充油电缆》中提及各电压等级电缆参考导线截面，详见表6-22。

表6-22 常用电力电缆截面参考表

| 类型 | 电压等级（kV） | 电缆截面积（$mm^2$） |
|---|---|---|
| 交联聚乙烯电缆 | 500 | 800、1000、1200、1400、1600、1800、2000、2200、2500 |
| | 220 | 400、500、630、800、1000、1200、1400、1600、1800、2000、2200、2500 |
| | 110 | 240、300、400、500、630、800、1000、1200、1400、1600 |
| 充油电缆 | 500 | 630、800、1000、1200、1400、1600、2000、2500 |
| | 330 | 400、500、630、800、1000、1200、1400、1600、2000 |

续表

| 类型 | 电压等级（kV） | 电缆截面（$mm^2$） |
|---|---|---|
| 充油电缆 | 220 | 240、300、400、500、630、800、1000、1200、1600 |
| | 110 | 120、150、185、240、300、400、500、630、800、1000 |

交联聚乙烯交流海底电缆的截面选择可参见 JB/T 11167.2—2011《额定电压 10kV（$U_m$=12kV）至 110kV（$U_m$=126kV）交联聚乙烯绝缘大长度交流海底电缆及附件　第 2 部分：额定电压 10kV（$U_m$=12kV）至 110kV（$U_m$=126kV）交联聚乙烯绝缘大长度交流海底电缆》和 GB/T 32346.2—2015《额定电压 220kV（$U_m$=252kV）交联聚乙烯绝缘大长度交流海底电缆及附件　第 2 部分：大长度交流海底电缆》。

（四）新型导线

1. 新型导线发展

目前，输电线路中大部分导线仍为普通的钢芯铝绞线，随着电网发展对导线新材料、新技术、新工艺的要求，在许多场合，普通的钢芯铝绞线在技术和经济上不能满足要求。因此新型导线应运而生，主要满足电网中节能和倍容两方面的要求。实现上述目标的新型导线基于基本材料发展和基本结构发展方向两方面，其中节能导线常用于线路新建工程，倍容导线主要应用于线路改造工程。

（1）基本材料发展方向。主要是从铝基体材料和加强芯材料两个方面推动导线技术发展。

1）铝基体材料，主要包括高导电率铝（61.5%～63%IACS）、提高强度的铝镁硅合金、提高耐热的铝锆合金和软铝。

2）加强芯材料，主要包括钢芯系列（镀锌钢芯、高强度）、铝包钢系列（铝包钢、铝包殷钢）、合成纤维系列（碳纤维复合芯、铝基陶瓷纤维芯）。

（2）基本结构发展方向。通过结构变化实现导线性能提升。主要包括形状变异（梯形结构、SZ 绞结构、低风压异形结构）、材料置换（全铝合金绞线、铝合金芯铝绞线）、结构调整（疏绞式扩径、空心管支撑扩径、间隙型导线）和截面放大（1250、1520$mm^2$ 大截面导线）。导线基本结构发展方向示意如图 6-10 所示。

2. 新型节能导线

（1）节能导线的基本原理。输电线路损耗主要由电晕损耗和电阻损耗组成，在电晕损耗基本相同的情况下，输电损耗主要由导线的直流电阻所决定。在交流输电中，还有少量的集肤效应和铁芯引起的损耗，这一部分的损耗占输电损耗的 2%～5%。因此，导线直流电阻的大小决定了输电线路损耗的多少。

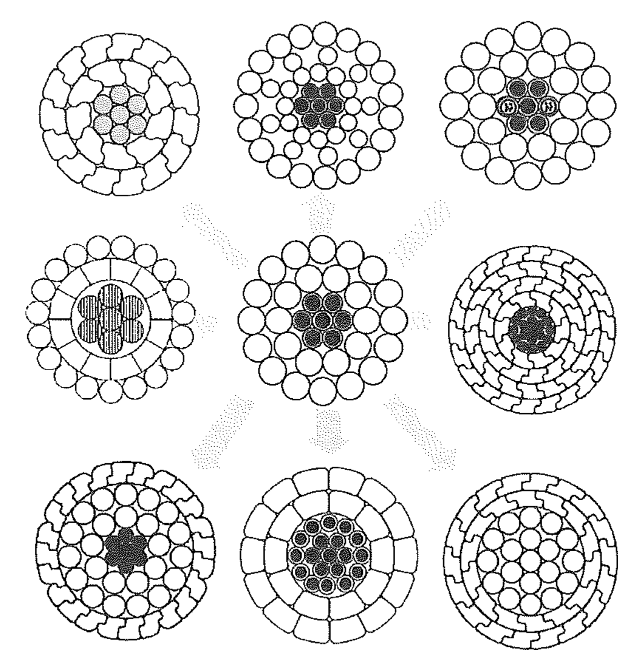


图 6-10　导线基本结构发展方向示意图

与铝线导电率为 61%IACS 的钢芯铝绞线相比，在等外径（总截面）条件下，减小导线直流电阻，提高导线导电能力，减少输电损耗，达到节能效果，主要通过提高铝材料导电率、提高导电截面两方面内容。目前主要有钢芯高导电率铝绞线、铝合金芯铝绞线、中强度铝合金绞线。

（2）推广使用的节能导线。根据《国家电网公司架空输电线路节能导线应用指导意见》，国内主要电网提出普及推广应用的节能类导线主要包括钢芯高导电率铝绞线、铝合金芯高导电率铝绞线和中强度铝合金绞线三种，如图 6-11 所示。

1）钢芯高导电率铝绞线以多根镀锌钢线为芯，外部同心绞合多层导电率为 61.5%～63% IACS 的硬铝线。

2）铝合金芯高导电率铝绞线以多根导电率为 52.5%～53%IACS 的铝合金线同心绞合为芯，外部同心绞合多层导电率为 61.5%～63% IACS 的硬铝线。

3）中强度铝合金绞线由多根导电率不低于 58.5%IACS，最小抗拉强度为 230～295MPa 的中强度铝合金线同心绞合而成。

图 6-11 中三种节能导线都具有减少输电损耗、提高导线导电率的节能特性。与普通钢芯铝绞线相比：在同样的风速条件下，承受的风荷载基本相同；覆冰过载能力均可达到 20mm 左右冰厚，可在轻、中冰区使用；由于电气性能的一致性，在高海拔及污秽地区的适用范围也相同。

铝合金芯高导电率铝绞线、中强度铝合金绞线由于单位长度质量轻，导线垂直荷载小于普通钢芯铝绞线，工程应用时可减小杆塔荷载，其中中强度铝合金绞线具有良好的弧垂特性，可减小杆塔的使用高度，体现出节能导线的工程应用优势。

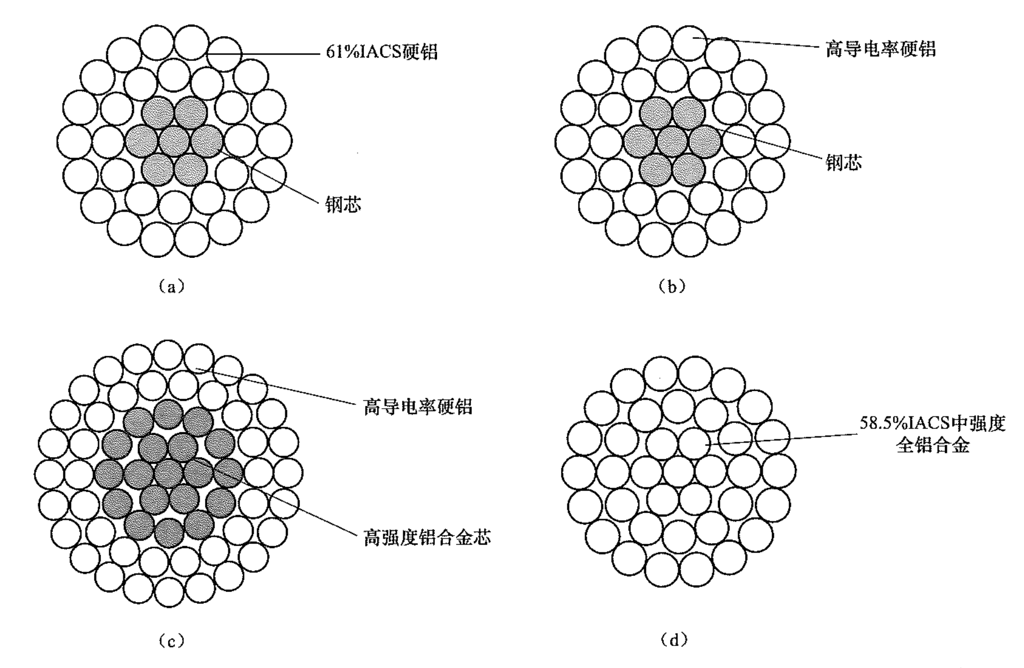



图 6-11 国家推广使用的节能类导线结构图

（a）普通钢芯铝绞线；（b）钢芯高导电率铝绞线；（c）铝合金芯高导电率铝绞线；（d）中强度铝合金绞线

三种节能导线较普通钢芯铝绞线以导线单位长度计价高 5%～15%，采用节能导线增加的投资预计可在 5～10 年内收回。

（3）其他发展方向的节能导线。上述节能导线种类是国外应用相对成熟、电网已经应用的导线品种。节能导线还有许多新技术，包括铝包钢芯+高导铝、铝合金芯成型铝绞线、小杆塔传输大导线、低风压导线+低损耗导线等方式。

3. 倍容导线

现有线路增容的传统方式是更换大截面导线，提高每回线路的传输能力。但在特殊场合下，需要提高输电能力的线路必须使用现有的杆塔，更换后的导线截面与原有线路基本相同。用现有杆塔实现提高输电能力的目标，存在两种情况。一种情况为现有杆塔的对地距离足够大，及弧垂满足安全要求；另一种情况相反，现有线路的对地距离裕度很小，对线路弧垂有明确限制。

在线路弧垂没有明确限制的情况下，选择耐热铝合金导线即可，其输送电能容量明显高于同规格的普通钢芯铝绞线。耐热铝合金长期运行温度可达 150～210℃，导电率不小于 60%IACS，高温后的强度残存率均不小于 90%，比常规导线最高 70℃时的载流量至少提高 2 倍以上。随着性能的不断提高及新品种的问世，耐热铝合金在全球得到了广泛的应用。目前，耐热导线主要包括钢芯耐热铝合金绞线和铝包钢芯耐热铝合金绞线两种。

在线路弧垂有明确限制时，需要考虑不改塔、实现倍容、弧垂不增加等前提条件，即导线挂线张力不大于原导线、导线质量不大于原导线、具备倍容能力。一般在耐热铝合金绞线的基础上，通过特殊结构和特殊材料实现低弧垂导线，目前主要采用间隙导线和殷钢导线实现低弧垂特性，下面以图 6-12 和图 6-13 所示的两种典型导线为例进行介绍。

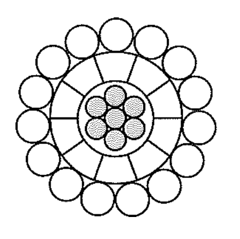
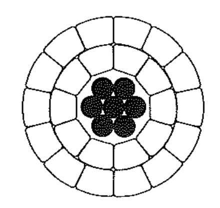



图 6-12 间隙型特强钢芯超耐热铝合金绞线

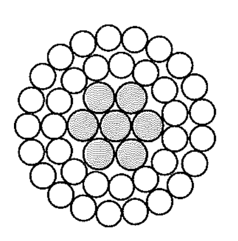
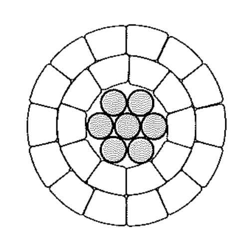



图 6-13 铝包殷钢芯超耐热铝合金绞线

（1）间隙型特强钢芯耐热铝合金绞线。特强钢芯可承担全部拉力、耐热铝合金可实现传输容量翻倍、铝股和钢芯之间间隙可实现导线应力转移到钢芯。应用特点：用于改造线路，可增容 100%以上；基于间隙结构，导线张力转移至钢芯，增容时弧垂不增加；基于超耐热铝合金材料，导线具备 1.6～2.0 倍输送容量而不增加弧垂。

（2）铝包殷钢芯超耐热铝合金绞线。铝包殷钢芯超耐热铝合金绞线广泛应用于 110、220、500kV 等电压等级输电线路，其由加强元件和载流元件两部分组成：加

强元件采用铝包殷钢芯；载流元件为超耐热铝合金绞线。其中铝包殷钢芯可以降低膨胀系数、实现传输容量翻倍。用于改造线路，可增容100%以上；基于铝包殷钢的低膨胀率，导线在增容时弧垂不增加；基于超耐热铝合金材料，导线具备传输2倍以上容量的能力。

工程设计中，倍容导线型号的选择需要综合现有线路的荷载、长期允许电流的要求、线路弧垂的要求等因素，并结合现有行业技术和制造能力以及工程项目的经济性确定。

## 三、变电站布局和规模

变电站又称变电所，是电网中用以变换电压、交换功率和汇集、分配电能的设施。变电站是电力系统中重要的连接环节，变电站布局是电网规划的重要组成部分。应根据地区电源规划、负荷分布、供电分区、电磁环网解环，以及其在系统中的地位和作用等要求，从电网整体结构出发，适度超前、远近结合、统筹考虑，合理进行变电站布局，以便获得最大效益。

### （一）变电站的类型

按变电站在电力系统中的地位和作用，可分为枢纽变电站、区域变电站、地区变电站、终端变电站和用户变电站等。此外，需要时还有开关站和串联补偿站。

1. 枢纽变电站

枢纽变电站是处于枢纽位置、汇集多个电源和联络线或连接不同电力系统的重要变电站。它在电力系统中的主要作用和功能是：①汇集来自不同发电厂的输电主干线路，并与电网中的若干关键点连接，同时还与下一级电压的电网相连接；②作为大、中型发电厂接入最高一级电压电网的连接点；③多个枢纽变电站与多条输电主干线路组成主要电网的骨架；④作为相邻电力系统之间互联的连接点；⑤作为下一级电压电网的主要电源。

枢纽变电站的最高电压通常为220～1000kV，通常是电网中最高一级电压。枢纽变电站中每台变压器的容量都较大，由高压侧向中压侧供电，低压侧通常连接并联电容器、并联电抗器、静止无功补偿装置等无功设备。枢纽变电站的高压侧出线回路较多，一般220kV有4～10回，330kV有6～8回，500kV有8～10回，750kV有8～11回，1000kV有8～10回。

枢纽变电站发生事故将破坏电力系统的运行稳定性，使相连接的电力系统解列，并造成大面积停电。由于枢纽变电站在电网中的重要性，因此对其电气主接线、电气设备、保护和安全自动装置都要求具备较高的可靠性，以避免因变电站中发生事故而影响电网的正常运行，或造成电网瓦解等严重事故。为此，在主干电网结构设计中，枢纽变电站在电网的地理位置布局要适中，同时，原则上应避免在枢纽变电站中集中过多的电源和输电主干线路，以免在主干电网结构上形成事故要害点。

2. 区域变电站

区域变电站是向数个地区或大城市供电的变电站。在电力网最高电压的变电站中，除少数为枢纽交电站外，其余均为区域变电站。它将远处的电力转送到负荷中心，同时降压后向当地和邻近地区供电。区域变电站应结合供电区域负荷分布及电网结构情况合理布局。

区域变电站的电源线路有三种引入方式：将一回双侧有电源的穿越线路断开接入；将一回单侧有电源的穿越线路断开接入；将双回线路断开接入。

区域变电站发生事故时将造成大面积停电，因此对其高压电气主接线的可靠性要求较高，通常采用双母线分段接线或一个半断路器接线等。

3. 地区变电站

地区变电站是向一个地区或大、中城市供电的变电站。它通常从110～220kV的电网受电，降压至35～66kV及以下后向电力负荷供电。地区变电站靠近负荷中心，以受电为主，有些也是终端变电站，因此高压电气主接线尽量采用断路器较少的简易接线。为提高供电可靠性，当本地区内有若干变电站时，可以采用正常时分区供电、事故时互为备用的方式。地区变电站要求有两个电源向其供电，两个电源通常从区域变电站和地区发电厂引接，也可以从同一电源的不同母线段上引接。地区变电站位置尽可能靠近负荷中心。

4. 终端变电站

终端变电站是处于电力网末端、包括分支线末端的变电站。有时特指采用线路—变压器组、不设高压侧母线、不设高压断路器的变电站。终端变电站接线简单、占地少、投资省。

5. 用户变电站

用户变电站是向工矿企业，交通、邮电部门，医疗机构和大型建筑物等较大负荷或特殊负荷供电的变电站。它从电力网受电降压后直接向用户的用电设备供电。

6. 开关站

开关站是为提高长距离输电线路运行稳定性或便于分配同一电压等级电力而在线路中间设置的没有变压器的电力设施。开关站对长距离输电线路分段，可减少故障范围，降低工频过电压和操作过电压，提高电网运行稳定水平，一般在长距离输电线路的中段或1/3、2/3处设立开关站。开关站的站址选择宜考虑远期改建为变电站的可能，预留远期扩建为变电站的条件。

7. 串联补偿站

串联补偿站是实现电力系统输电线路串联补偿的电力设施，一般用于220kV及以上的交流输电线路中，主要作用是提高线路输送功率极限和改善电力系

统的稳定性，通常与变电站或开关站合建。

（二）变电站布局原则

（1）应按照负荷发展、电源分布、供电或升压需求，统筹规划、合理布局。

（2）符合经济发展规划、城乡规划和电网规划要求，应尽可能靠近负荷中心，尽可能接近主要用户。对枢纽变电站，还需结合主干网架建设和构建合理供电分区的需要，进行合理布局。

（3）合理划分变电站供电范围。变电站供电范围的划分，要根据本变电站的供电对象、负荷分布、供电要求，变电站近期和远期在系统中的地位和作用，进行技术经济比较后确定。

（4）合理布局地区电源。应综合考虑接入负荷侧的地区电源现状及规划情况，使地区电源和变电站不集中在一起，布局合理。

（5）高低压侧进出线方便。与城乡规划相协调，统筹考虑高低压进出线走廊和变电站布点，实现高低压电网协调发展，保证电力合理转供和消纳，线路走廊和站址留有扩建余地，尽量减少送电线交叉跨越。

（6）变电站已经达到最终规划规模时，宜选新址建站。特殊情况如人口密集、土地资源紧张等，可考虑站内扩建或改建。

（7）不宜形成过于重要的枢纽变电站。为提高电网的供电可靠性，宜降低枢纽变电站的重要性，减少枢纽变电站的数量以及枢纽变电站的出线回路数和电源接入的数量，特别是在受端电网，更需要分散枢纽变电站的作用，形成受端环网，电源宜分散接入各变电站。

（三）变电站规模

（1）应以预测的分地区或供电区域供电负荷和电源规划方案为基础，进行分层电力平衡计算，确定规划期需要的变电容量总规模。计算时，应结合电网供电可靠性要求，合理选择容载比。

（2）根据分区规划变电容量需求平衡结果，经综合技术经济比较，确定地区变电站的个数、规模及容量。

（3）主变压器容量一般按变电站建成后5～10年的规划负荷选择，并适当考虑远期10～20年的负荷发展，也可由上一级电压电网与下一级电压电网间的潮流交换容量来确定。

（4）确定变电站规模、选择变压器容量时，应统筹考虑变电站与周边现有和规划变电站之间如何分配负荷、实现分区供电问题。

（5）根据变电站带负荷的性质和电网结构来确定主变压器的容量。变电站同一电压网络内任一台（组）变压器事故停运时，其他元件不应超过事故过负荷的规定。凡装有2台（组）及以上主变压器的变电站，其中1台（组）事故停运后，其余主变压器的容量应保证该站在全部负荷70%时不过负荷，并在计及过负荷能力后的允许时间内，应保证用户的一级和二级负荷。

（6）根据负荷发展速度选择单台主变压器容量，负荷发展较快、负荷密度大、负荷较集中、站址资源紧张的大中城市可采用大容量变压器。我国降压变电站采用的最大单台（组）变压器容量，1000kV变电站为4500MV·A，750kV变电站为2100MV·A，500kV变电站为1500MV·A，330kV变电站最大为360MV·A，220kV变电站为300MV·A。

（7）应从全网、全地区出发，推行变压器容量的标准化、系列化。同一地区，同一电压等级变压器额定容量级别不宜过多，不宜超过2～3种，同一变电站变压器宜采用相同规格。

（8）应根据变电站在电力系统中的地位和作用合理确定变压器台（组）数。220kV及以上降压变电站变压器总台（组）数可为2～4台（组），不宜超过4台（组），对负荷密度大、站址资源紧张的大中城市，经系统论证，必要时可采用6台（组）。

（四）容载比

容载比是指某一供电区域、同一电压等级电网的公用变电设备总容量与对应的年网供最大负荷的比值。容载比的确定要考虑负荷分散系数、平均功率因数、变压器负荷率、储备系数、负荷增长率等主要因素的影响。工程中可采用下式计算

$$R_S = \frac{\sum S_i}{P_{max}} \tag{6-21}$$

式中　$R_S$——容载比，MV·A/MW；

$\sum S_i$——该电压等级全网或供电区内公用变电站主变压器容量之和，MV·A；

$P_{max}$——该电压等级全网或供电区内年网供最大负荷，MW。

容载比在供电区内应按电压等级分层计算。计算$\sum S_i$时，应扣除连接在该电压电网中发电厂升压变压器的容量和用户专用变压器的容量；计算$P_{max}$时，应扣除连接在该电压电网中发电厂的直供负荷、用户专用变压器的负荷以及上一级电源变电站的直供负荷；供电区之间仅在故障时进行功率交换的联络变压器容量也应扣除。

对于区域较大、负荷发展水平极度不平衡、负荷特性差异较大、分区年最大负荷出现在不同季节的地区，可分区计算容载比。

容载比是变电容量充裕度的量度，是供电区内控制变电容量的宏观指标，是电网规划设计检验变电容量和布点合理性的重要依据。

在规划设计中，应根据规划区域经济和社会发展的不同阶段，负荷年平均增长水平，不同电压等级，变电站间转供能力，以及变电站的过负荷能力，合理确定容载比的取值范围。各电压等级电网容载比见表6-23。

表 6-23　各电压等级电网容载比　（MV・A/MW）

| 年负荷平均增长率 | 小于 7% | 7%～12% | 大于 12% |
|---|---|---|---|
| 500kV 及以上 | 1.5～1.8 | 1.6～1.9 | 1.7～2.0 |
| 220～330kV | 1.6～1.9 | 1.7～2.0 | 1.8～2.1 |
| 35～110kV | 1.8～2.0 | 1.9～2.1 | 2.0～2.2 |

对于处于负荷发展初期及快速发展期的地区、发展潜力大的重点开发区或负荷较为分散的偏远地区，可适当提高容载比的取值；对于网络发展完善（负荷发展已进入饱和期）或规划期内负荷明显的地区，在满足用电需求和可靠性要求的前提下，可适当降低容载比取值。

（五）变压器负荷限值

变压器按容量分为配电变压器、中型变压器和大型变压器三种。大型变压器是指三相额定容量超过100MV・A，单相容量超过 33.3MV・A 的电力变压器。下面仅给出大型变压器的负荷限值。

大型变压器负荷状态可分为以下三类：

（1）正常周期性负荷：在周期性负荷中，某段时间环境温度较高，或超过额定电流，但可以由其他时间内环境温度较低，或低于额定电流所补偿。从热老化的观点出发，它与设计采用的环境温度下施加额定负荷是等效的。变压器在额定使用条件下，全年可按额定电流运行；变压器允许在平均相对老化率小于或等于 1 的情况下，周期性地超额定电流运行。

（2）长期急救周期性负荷：要求变压器长时间在环境温度较高或超过额定电流下运行。这种运行方式可能持续几星期或几个月，将导致变压器的老化加速，但不直接危及绝缘的安全。

（3）短期急救负荷：要求变压器短时间内大幅度超额定电流运行。这种负荷可能导致绕组温度过高，使绝缘强度暂时下降。运行时间一般不超过 0.5h。

大型变压器负荷系数的取值按照以下规定：

（1）双绕组变压器：取任一绕组的负荷电流标幺值。

（2）三绕组变压器：取负荷电流标幺值最大相的绕组标幺值。

（3）自耦变压器：取各侧绕组和公共绕组中，负荷电流标幺值最大相绕组的标幺值。

大型变压器各类负荷状态下的负荷电流和温度的最大限值见表 6-24，0.5h 短期急救负荷的负荷系数 $K_2$ 见表 6-25。

表 6-24　大型变压器负荷电流和温度最大限值

| 负荷类型 | | 大型变压器 |
|---|---|---|
| 正常周期性负荷 | 电流（标幺值） | 1.3 |
| | 热点温度及绝缘材料接触的金属部件的温度（℃） | 120 |
| | 顶层油温（℃） | 105 |
| 长期急救周期性负荷 | 电流（标幺值） | 1.3 |
| | 热点温度及绝缘材料接触的金属部件的温度（℃） | 130 |
| | 顶层油温（℃） | 115 |
| 短期急救负荷 | 电流（标幺值） | 1.5 |
| | 热点温度及绝缘材料接触的金属部件的温度（℃） | 160 |
| | 顶层油温（℃） | 115 |

表 6-25　大型变压器 0.5h 短期急救负荷的负荷系数 $K_2$

| 变压器类型 | 急救负荷前的负荷系数 $K_1$ | 环境温度（℃） | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 40 | 30 | 20 | 10 | 0 | −10 | −20 | −25 |
| 大型变压器（冷却方式 OFAF 或 OFWF） | 0.7 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 |
| | 0.8 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 |
| | 0.9 | 1.48 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 |
| | 1.0 | 1.42 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 |
| | 1.1 | 1.38 | 1.48 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 |
| | 1.2 | 1.34 | 1.44 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 |
| 大型变压器（冷却方式 ODAF 或 ODWF） | 0.7 | 1.45 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 |
| | 0.8 | 1.42 | 1.48 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 |
| | 0.9 | 1.38 | 1.45 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 |
| | 1.0 | 1.34 | 1.42 | 1.48 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 |
| | 1.1 | 1.30 | 1.38 | 1.42 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 |
| | 1.2 | 1.26 | 1.32 | 1.38 | 1.45 | 1.50 | 1.50 | 1.50 | 1.50 |

注　1. OFAF—强迫油循环风冷；OFWF—强迫油循环水冷；ODAF—强迫导向油循环风冷；ODWF—强迫导向油循环水冷。
2. 采用 ONAN/ONAF（油浸自冷/油浸风冷）或其他冷却方式的变压器短期急救负荷的负荷系数参考制造厂规定。

## 四、电气主接线

电气主接线是发电厂、变电站电气设计的重要部分，主接线的确定与电力系统整体及发电厂、变电站本身运行的可靠性、灵活性和经济性密切相关，并且对电气设备选择、配电装置布置、继电保护和控制方式的拟订有较大影响。因此，主接线的设计应综合考虑各有关因素，通过技术经济综合比较后确定。

### （一）主接线设计的基本要求

主接线应满足可靠性、灵活性和经济性三项基本要求。

1. 可靠性

保证供电可靠性是电气主接线最基本的要求。

（1）主接线可靠性要与负荷对供电可靠度的要求相适应。负荷性质和类别不同，对供电可靠性的要求也不同，主接线应结合负荷重要程度、停电对负荷造成损失的大小灵活选择。

（2）主接线的可靠性建立在各组成元件的可靠性基础上，可靠性评估应为一次部分和二次部分的综合。

（3）主接线的可靠性是发展的。应根据当前的设备制造水平、运行水平以发展的眼光去对主接线可靠性做出评价。

（4）主接线可靠性要考虑所涉及发电厂、变电站与电力系统连接的紧密程度以及在电力系统中的地位和作用。

（5）断路器检修时，应将对用户的供电影响降至最低。

（6）断路器或母线故障以及母线检修时，尽量减少停运回路数和停运时间，并要保证对一级负荷及全部或大部分二级负荷的供电。

（7）尽量避免发电厂、变电站全部停运的可能性。

（8）大型电厂、枢纽变电站电气主接线应根据其在系统中的地位和作用满足可靠性的特殊要求。

2. 灵活性

主接线应满足在调度、检修及扩建时操作方便、运行灵活的要求。

（1）调度灵活。正常运行时，能根据调度要求，灵活方便地投切发电机、变压器和线路等元件，调配电源和负荷，满足系统在事故、检修及特殊运行方式下的调度要求。

（2）检修方便。可方便地停运检修断路器、母线及其继电保护设备，进行安全检修而不致过多地影响系统运行和对用户供电。

（3）扩建容易。对将来要扩建的发电厂、变电站，主接线设计时应留有发展扩建的余地，可以容易地从初期接线过渡到最终接线。过渡期间应尽可能不影响连续供电或使停电时间最短，过渡方案实施改造工作量应尽可能少。

3. 经济性

主接线在保证安全可靠、操作灵活方便的基础上，还应使投资和年运行费用较低，尽可能做到经济合理。

（1）节省投资。主接线要尽可能简单清晰，以节省断路器、隔离开关、电压互感器、电流互感器及避雷器等一次设备；要尽可能简化继电保护和二次回路，以节省二次设备和控制电缆；要合理限制短路电流，以降低对设备的要求。

（2）节约占地。主接线设计要为配电装置布置创造减少占地的条件，以节约用地，减少土建及安装费用。在运输条件允许的地方，应采用三相变压器。

（3）减少电能损耗。在发电厂或变电站中，正常运行时，电能损耗主要来自变压器，应经济合理地选择变压器的种类（如双绕组、三绕组或自耦变压器）、容量、电压等级和台数，尽量避免二次变压，以节省电能损耗等费用。

（4）推行标准化。相近类型的厂、站应尽可能采用相同的主接线形式，使接线规范化、标准化，以节约搬迁、安装等费用，减少运行检修成本。

### （二）常用电气主接线及其适用范围

电气主接线可分为无汇流母线接线和有汇流母线接线两大类。无汇流母线接线主要包括变压器—线路单元接线、桥形接线和角形接线等；有汇流母线接线主要包括单母线接线、单母线分段接线、双母线接线、双母线分段接线和一个半断路器接线等。

电气主接线型式的选择应根据发电厂/变电站在电力系统中的地位和作用、电网规划、装机/变压器容量、电厂/负荷性质、分期和最终规模、电压等级、短路容量、运行方式、厂/站址环境及设备特点等条件确定，并应满足供电可靠、运行灵活、操作检修方便、投资节约和便于过渡或扩展等要求。常用电气主接线型式见表6-26，其中适用范围为综合考虑发电厂和变电站各级配电装置后的情况，具体应用时可参照GB 50059—2011《35kV～110kV变电站设计规范》、GB 50697—2011《1000kV变电站设计规范》、GB 50660—2011《大中型火力发电厂设计规范》、GB 51096—2015《风力发电场设计规范》、GB 50797—2012《光伏发电站设计规范》、DL/T 5218—2012《220kV～750kV变电站设计技术规程》等规程灵活选择。

表 6-26　　常用电气主接线型式

| 主接线型式 | | 主接线示意图 | 适用范围及注意事项 | | 优点 | 缺点 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 变压器—线路单元接线 | | (a)　(b)<br>(a) 变压器低压侧无电源；(b) 变压器低压侧有电源 | （1）适用于线路和变压器数量匹配时（多用于只有 1 台变压器和 1 回线路的情况）；也适用于距离电网枢纽变电站较近的不设高压配电装置的发电厂或变电站；也可作为初期过渡接线。<br>（2）变压器与线路间不装设断路器虽然可节省投资，但变压器故障需通过远方跳闸装置由线路对侧断路器切除，保护和二次回路接线复杂，变压器停电操作也不方便。是否装设断路器需根据工程的具体情况，经比较确定 | | 接线最简单，开关设备最少，不需高压配电装置，操作简便，占地面积小，造价最低，本回路故障对其他回路没有影响 | 灵活性和可靠性较低，线路故障或检修时，变压器停运；变压器故障或检修时，线路停运 | |
| 桥形接线 | 内桥接线 | | （1）适用于容量较小的发电厂，220kV 及以下仅有 2 回线、2 台主变压器的变电站。<br>（2）只要在布置上留有位置，桥形接线可过渡到单母线分段接线、双母线接线和双母线分段接线 | 通常用于变压器不经常切换或线路较长、故障率较高的情况。由于变压器的故障率远低于线路故障率，因此内桥形接线在系统中应用较多 | 接线简单，开关设备少，4 个回路只需 3 台断路器，造价低 | （1）可靠性不高，有时需用隔离开关作操作电器。<br>（2）连接桥断路器检修时，2 个回路需解列运行 | （1）变压器的投入和切除操作复杂，需动作 2 台断路器，并影响一回线路暂时停运。<br>（2）出线断路器检修时，线路需较长时间停运。为避免此缺点，可加装正常断开运行的跨条，在跨条上加装两组隔离开关 |
| | 外桥接线 | | | 通常用于变压器的切换较频繁或线路较短、故障率较低的情况。当线路有穿越功率时，也宜采用外桥形接线 | | | （1）线路的投入和切除操作复杂，需动作 2 台断路器，并影响 1 台变压器暂时停运。<br>（2）变压器侧断路器检修时，变压器需较长时间停运。为避免此缺点，可加装正常断开运行的跨条，在跨条上加装 2 组隔离开关 |

续表

| 主接线型式 | 主接线示意图 | 适用范围及注意事项 | 优点 | 缺点 |
|---|---|---|---|---|
| 角形接线 | (a) (b) (c)<br>（a）三角形接线；（b）四角形接线；（c）五角形接线 | （1）适用于能一次建成的、最终出线回路数为3～5回的110kV及以上电压的配电装置，特别适用于地形狭窄地区和地下洞内布置时，但不宜用于有再扩建可能的发电厂、变电站中。<br>（2）变压器与出线回路宜对角对称布置。<br>（3）只要在布置上留有位置，可过渡到3/2断路器接线 | （1）投资省，平均每回路只需装设1台断路器。<br>（2）没有汇流母线，在接线的任一段上发生故障，只需切除这一段及与其相连接的回路，对系统运行的影响较小。<br>（3）接线成闭合环形，在闭环运行时，可靠性、灵活性较高。<br>（4）每回路由2台断路器供电，任1台断路器检修，不需中断供电，也不需旁路设施。隔离开关只作为检修时隔离用，以减少误操作的可能性。<br>（5）占地面积小。对地形狭窄地区和地下洞内布置较合适 | （1）任何1台断路器检修都成开环运行，从而降低接线的可靠性。<br>（2）每个出线回路都连接着2台断路器，每台断路器又连着2个回路，从而使继电保护和控制回路较单母线、双母线接线复杂 |
| 单母线接线 |  | 一般只适用于1台发电机或1台主变压器的情况。<br>（1）110～220kV配电装置的出线回路数不超过2回时。<br>（2）35～66kV配电装置的出线回路数不超过3回时。<br>（3）只要在布置上留有位置，可过渡到单母线分段接线、双母线接线和双母线分段接线 | 接线简单清晰，采用设备少，造价低，操作方便，易于扩建 | 可靠性和灵活性较差。<br>（1）当任一连接回路故障断路器拒动时，将造成整个配电装置停电。<br>（2）母线或母线隔离开关故障或检修时，整个配电装置也将停电 |

续表

| 主接线型式 | 主接线示意图 | 适用范围及注意事项 | 优点 | 缺点 |
|---|---|---|---|---|
| 单母线分段接线 |  | 单母线分段接线比不分段接线有所改善，因此使用范围比单母线有所扩大。<br>（1）220kV 配电装置出线回路数为 3～4 回时。<br>（2）110kV 配电装置出线回路数为 3～5 回时。<br>（3）35～66kV 配电装置出线回路数为 4～7 回时。<br>（4）可根据变压器台数确定母线分段数量 | 相对于单母线接线，提高了供电可靠性。<br>（1）用断路器把母线分段后，对重要用户可从不同段引出 2 个回路供电。<br>（2）当任一连接回路故障断路器拒动或母线及母线隔离开关故障时，分段断路器断开，将故障限制在故障母线范围内，保证正常段母线不间断供电，不致使重要用户停电 | （1）当分段断路器故障时，整个配电装置会全停。<br>（2）当任一连接回路故障断路器拒动时，该段母线上连接的回路都要停电；母线及母线隔离开关故障或检修时，该段母线上连接的回路都要停电。<br>（3）当出线为双回路时，常使架空线出现交叉跨越。<br>（4）扩建时需向两个方向均衡扩建 |
| 双母线接线 |  | 当出现回路数或母线上电源较多、输送和穿越功率较大、母线故障后要求迅速恢复供电、母线或母线设备检修时不允许影响用户供电、系统运行调度对接线灵活性有一定要求时采用。<br>（1）330～500kV 大型发电厂配电装置出线回路数为 6 回以下时。<br>（2）330kV 变电站配电装置。<br>（3）220kV 配电装置出线回路数为 5 回及以上时，或当 220kV 配电装置在系统中居重要地位、出线回路数为 4 回及以上时。<br>（4）110kV 配电装置出线回路数为 6 回及以上时。<br>（5）35～66kV 配电装置出线回路数为 8 回及以上时，或连接的电源较多、负荷较大时；220kV 变电站 66kV 配电装置出线回路数在 6 回及以上时。<br>（6）由于母线继电保护要求，一般某一回路固定与某一条母线连接，以固定连接方式运行 | （1）供电可靠。当任一连接回路故障断路器拒动或母线故障，只停一条母线及所连接回路，并可将非永久性故障回路切换到无故障母线，迅速恢复供电；通过 2 条母线隔离开关的倒换操作，可以轮流检修每条母线而不致使供电中断；检修任 1 回路的母线隔离开关，可只停该回路和 1 条母线，不影响其他回路供电。<br>（2）调度灵活。各个电源和各回路负荷可以任意分配到某一条母线上，能灵活地适应系统中各种运行方式和潮流变化的需要。<br>（3）扩建方便。向双母线的两端任何一个方向扩建，均不影响 2 条母线电源和负荷的均匀分配，不会引起原有回路停电；当双回线路连接不同母线段时，不会如单母线分段那样出线交叉跨越情况 | （1）使用母线隔离开关数目较多，整个配电装置结构复杂，占地面积和投资较大。<br>（2）当母线或母线隔离开关故障或检修时，倒闸操作复杂，容易发生误操作。<br>（3）母线联络断路器故障，整个配电装置仍将全停 |

续表

| 主接线型式 | 主接线示意图 | 适用范围及注意事项 | 优点 | 缺点 |
|---|---|---|---|---|
| 双母线分段接线 | | 当双母线接线配电装置的回路数较多时，为增加可靠性和运行的灵活性，可在双母线中的1条或2条母线上加装分段断路器，并在2条母线间装设母联断路器，形成双母线3分段或双母线4分段接线。<br>（1）330kV配电装置，当出线回路数为6～7回时，可在1条母线上装设分段断路器分段；8回及以上时，可在2条母线上装设分段断路器<br>（2）220kV或110kV配电装置，当出线回路数（出线和变压器等连接元件总数）为10～14回时，可在1条母线上装设分段断路器分段；15回及以上时，可在2条母线上装设分段断路器。<br>（3）为了限制母线短路电流或满足系统解列运行要求，可根据需要将母线分段 | （1）双母线分段接线在系统运行上十分灵活，可按系统需要方便地实现各回路的解列或重组。<br>（2）缩小了母线故障的影响范围，提高了供电的可靠性 | （1）增加2台分段断路器和1台母联断路器，以及相应隔离开关，造价较高，且配电装置占地加大。<br>（2）增加母线保护配置难度 |
| 一个半断路器接线 | | 接线通常用于可靠性要求很高的超高压配电装置。<br>（1）1000kV配电装置，出线回路数为5回及以上时。<br>（2）330～750kV配电装置，出线回路数为6回及以上时。<br>（3）对于可靠性要求高的330～750kV变电站中的220kV或110kV配电装置，通过技术经济比较，也不排除可采用3/2断路器接线。<br>（4）300～600MW级机组的220kV配电装置，当采用双母线分段接线不能满足电力系统稳定和地区供电可靠性的要求时，也可采用3/2断路器接线。<br>（5）因系统潮流控制或因限制短路电流需要分片运行时，可将母线分段。<br>（6）宜将电源回路与负荷回路配对成串，同名回路不宜配置在同一串内，但可接于同一侧母线；当变压器超过2台时，其中2台进串，其他变压器可不进串，直接经断路器接母线 | （1）较高的可靠性。每1回路由2台断路器供电，发生母线故障时，只跳开与此母线相连的所有断路器，任何回路不停电。事故与检修相重合情况下的停电回路数不超过2回。<br>（2）运行调度灵活。正常时2条母线和全部断路器都投入工作，从而形成多环形供电，运行调度灵活。<br>（3）操作检修方便。隔离开关仅供检修时用，没有倒闸操作的隔离开关。任何元件或母线检修，隔离开关操作简单、方便。<br>（4）任一断路器检修时无需停电 | （1）运行灵活性较差。运行中若要将系统分成几个互不连接的部分时，在接线上不容易实现，不如双母线分段接线能方便地实现系统接线的分割，但可在3/2断路器接线的母线上装设分段断路器克服此缺点。<br>（2）1个回路连接着2台断路器，1台中间断路器连接着2个回路，继电保护及二次回路复杂。<br>（3）任一回路故障，需同时断开2个断路器，断路器动作次数多，且断路器开断的不同步会造成开断较迟的断路器开断困难。<br>（4）“同名不同串”“交替布置”“负荷电源同串”，造成配电装置布置上的困难。<br>（5）适用设备较多，特别是断路器和电流互感器，投资较大 |

除上述常用电气主接线型式外，还有变压器—母线接线、双断路器接线、4/3 断路器接线、发电机—变压器（扩大）单元接线、旁路母线接线等接线型式。其主要特点及适用范围如下。

1. 变压器—母线接线

当 330～750kV 配单装置最终引出回路数不大于 6 回时，且变电站为终端变电站时，在满足运行要求的前提下，可采用 2 组变压器—母线接线。变压器经 1 组隔离开关（或 1 台断路器）接到母线上，当变压器台数为 2 台时，应对称分布于 2 条母线。

2. 双断路器接线

在某些对可靠性、灵活性要求高的场合，可考虑采用双断路器接线。双断路器接线有 2 条母线，每 1 回路经 2 台断路器分别接在 2 条母线上，每 1 回路可以方便、灵活地接在任一母线上；在断路器检修和母线故障时，回路不需要停电。双断路器接线具有一个半断路器接线的一些优点，而且操作更方便、灵活，但使用断路器数量多，配电装置投资高、占地面积大。

3. 4/3 断路器接线

4/3 断路器接线的 1 个串中有 4 台断路器接 3 个回路。与一个半断路器接线相比，投资节省，但可靠性有所降低，布置比较复杂。在 1 个串的 3 个回路中，电源与负荷的容量应相匹配，以提高可靠性。对于 330～500kV 配电装置，当电厂装机台数较多，但出线回路数较少时，可采用 4/3 断路器接线。

4. 旁路母线接线

为保证采用单母线、单母线分段、双母线、双母线分段的配电装置在进出线断路器检修时不中断对重要用户的供电，可增设旁路母线。旁路母线设有专用旁路断路器、母联断路器兼作旁路断路器、分段断路器兼作旁路断路器三种接线方式。

长期以来，旁路母线发挥了很大作用，在较重要的 35～500kV 配电装置中，采用母线制接线的情况下几乎都加了旁路母线。近年来，由于断路器制造水平提高，继电保护微机化、双重化，特别是电网建设有了长足的发展，都满足了 $N$–1 要求，因而当任一回线路断路器检修引起该线路停运时，并不影响供电，所以旁路母线接线已失去了原有功能，新建工程不再采用。

5. 发电机—变压器—线路单元接线

当电网对电厂主接线没有特殊要求时，为减少发电厂用地、节省投资，发电厂内配电装置可不设母线，发电机经升压变器直接以送电线路接到附近的枢纽变电站。这种接线方式仅当发电厂距离枢纽变电站较近时采用。

6. 发电机—变压器（扩大/联合）单元接线

该接线由 1 台发电机与 1 台变压器构成 1 个接线单元。当发电机的容量相对较小，与电力系统不匹配，且技术经济合理时，可将 2 台发电机与 1 台双绕组变压器或分裂绕组变压器作扩大单元接线，也可将 2 组发电机双绕组共用 1 台高压侧断路器作联合单元接线，并应在发电机与主变压器之间装设发电机断路器或负荷开关。

125MW 级发电机与三绕组变压器或自耦变压器为单元连接时，在发电机与变压器之间宜装设发电机断路器或负荷开关；125～300MW 级发电机与双绕组变压器为连接单元时，在发电机与变压器之间不宜装设发电机断路器或负荷开关；600MW 级及以上机组，根据工程具体情况，经技术经济论证合理时，在发电机与变压器之间可装设发电机断路器或负荷开关。

## 五、电网中性点接地方式

中性点接地方式是指电力系统中性点与大地间电气连接的方式，是保证电力系统及其设备在正常及故障状态下安全的基础，是一个比较复杂的综合性的技术经济问题，主要考虑条件包括：系统供电的可靠性和连续性；人身安全；设备过电压水平及绝缘配合；对继电保护的影响；对通信线路的干扰；对系统稳定的影响；短路电流及断路器容量等。

### （一）中性点接地方式选择

电力系统中实际采用的中性点接地方式有多种，主要包括中性点直接接地、中性点低电抗接地、中性点不接地、中性点谐振接地（又称消弧线圈接地）、中性点高电阻接地、中性点低电阻接地等。根据电力系统主要运行特征，可将中性点接地方式分为有效接地方式（又称大电流接地方式）和非有效接地方式（又称小电流接地方式）两类。在各种条件下，系统的零序与正序电抗之比（$X_0/X_1$）为正值且不大于 3，而其零序电阻与正序电抗之比（$R_0/X_1$）不大于 1 时，称为有效接地方式，否则为非有效接地方式。

系统选择接地方式时需要综合考虑安全、技术及经济多种因素。根据国内外发展经验，一般着重考虑供电可靠性与绝缘水平两方面的问题。110kV 及以上电网，绝缘费用在设备总价中占有很大的比重，设备价格几乎和试验电压成正比，降低绝缘水平的经济效益很显著，因而着重考虑过电压和绝缘水平方面的问题。此时对于供电可靠性等问题，可通过其他措施加以改善。66kV 及以下电网，绝缘费用在设备总价中所占比重不大，因而着重考虑供电可靠性的问题。常用中性点接地方式、特点及注意事项、适用范围见表 6-27。

表 6-27　　常用中性点接地方式、特点及注意事项、适用范围

| 接地方式 | 特点及注意事项 | 适用范围 |
|---|---|---|
| 中性点直接接地 | （1）系统的过电压水平较低，绝缘水平可下降，可降低设备造价，对于 110kV 及以上电网，经济效益显著。<br>（2）继电保护配置比较容易。<br>（3）单相接地故障时，单相接地电流很大，引起断路器跳闸，影响供电连续性，供电可靠性较差。<br>（4）单相短路电流有可能超过三相短路电流，影响断路器遮断能力的选择。<br>（5）有对通信线路产生干扰的危险 | 110～1000kV 系统变压器中性点 |
| 中性点低电抗接地 | 限制单相接地短路电流效果显著 | 330～1000kV 系统变压器中性点 |
| 中性点不接地 | （1）最简单的接地方式。<br>（2）单相接地故障时，单相接地电流较小，一般达不到继电保护装置的动作电流值，故障线路不跳闸，只发出接地报警信号。根据相关运行规程，系统可带单相接地故障点运行 2h，2h 内排除故障可不停电，从而提高供电可靠性。<br>（3）接地电流较小，对电气设备、通信和人身造成的危害较小。<br>（4）过电压水平高，要求有较高的绝缘水平。<br>（5）当接地电流不能自行熄灭但不足以形成稳定电弧时，易引起弧光间歇接地过电压。当存在绝缘薄弱环节时，可能引发两相两点、多点接地，造成线路跳闸。<br>（6）继电保护的配置相对困难 | （1）35、66kV 系统和不直接连接发电机的 6～20kV 系统，当单相接地故障电容电流不大于 10A 时。<br>（2）110、220kV 系统中部分变压器中性点（如终端变电站）。<br>（3）1000kV 变压器的低压侧（110kV）。<br>（4）发电机额定电压 6.3kV 及以上的系统，当发电机内部发生单相接地故障不要求瞬时切机且发电机单相接地故障电容电流不超过表 6-29 要求的允许值时 |
| 中性点谐振接地（消弧线圈接地） | 与中性点不接地方式相比，补偿电容电流，保证接地电弧瞬间熄灭，以消除弧光间歇接地过电压 | （1）35、66kV 系统和不直接连接发电机的 6～20kV 系统，当单相接地故障电容电流大于 10A 又需在接地故障条件下运行时，补偿后系统接地故障残余电流应不大于 10A。<br>（2）发电机额定电压 6.3kV 及以上的系统，当发电机内部发生单相接地故障不要求瞬时切机但发电机单相接地故障电容电流超过表 6-29 要求的允许值时 |
| 中性点高电阻接地 | 与经消弧线圈接地方式相比，改变了接地电流相位，加速泄放回路中的残余电荷，促使接地电弧自熄，从而降低弧光间隙接地过电压，同时可提供足够的电流和零序电压，使接地保护可靠动作 | （1）发电机额定电压 6.3kV 及以上的系统，当发电机内部发生单相接地故障要求瞬时切机时。<br>（2）6、10kV 配电系统以及发电厂厂用电系统，当单相接地故常电容电流不大于 7A 时，为防止谐振、间歇性电弧接地过电压等对设备的损害，可采用中性点高电阻接地方式，故障总电流不应大于 10A |
| 中性点低电阻接地 | 接地故障瞬时跳闸 | 6～35kV 主要由电缆线路构成的配电系统、发电厂厂电系统、风力发电场集电系统和除矿井的工业企业供电系统，当单相接地故障电容电流较大时，即：35kV 系统接地电容电流超过 100A 或全电缆网时；10、20kV 系统接地电容电流超过 100～150A 或全电缆网时 |

### （二）单相接地电容电流计算

在三相对地电容平衡的条件下发生单相接地时，B 相和 C 相的对地电容电流值增大 $\sqrt{3}$ 倍，即

$$I_B = I_C = \omega C_0 U_N \tag{6-22}$$

式中　$I_B$、$I_C$ ——B 相和 C 相的对地电容电流，A；

$\omega$ ——系统角频率，$s^{-1}$。

$C_0$——相对地电容，F；

$U_N$ ——线电压，V。

$\dot{I}_B$、$\dot{I}_C$ 的方向分别领先于 $\dot{U}_{BA}$ 和 $\dot{U}_{CA}$ 90°，如图 6-14 所示，则接地电流为

$$I_{DC} = \sqrt{3} I_B = \sqrt{3}\omega C_0 U_N \tag{6-23}$$

式中　$I_{DC}$——单相接地电容电流，A。

其大小等于正常时单相对地充电电流值的 3 倍，方向和接地相正常的相电压 $\dot{U}_\varphi$ 相差 90°。因此当接地电流过零时，加在弧隙两端的电源电压最大，故障点的电弧不易熄灭。

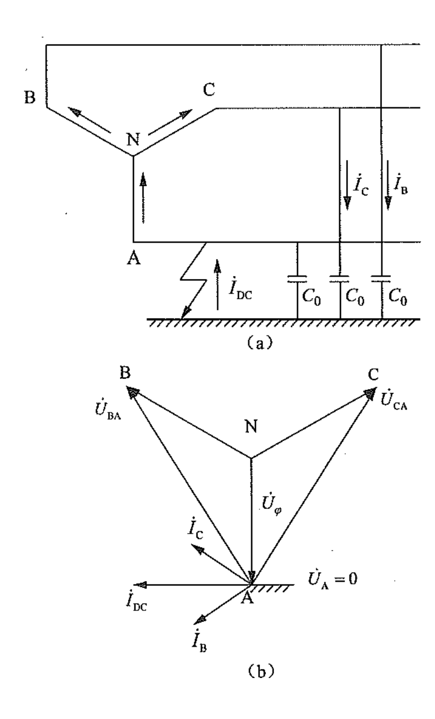



图 6-14　单相接地电容电流示意图

(a) 等值回路；(b) 相量图

单相接地电容电流主要是由电力线路（如架空线路和电缆线路）和电力设备（如发电机、电动机和变压器等）引起的。

1. 架空线路单相接地电容电流

电网规划阶段，架空线路的单相接地电容电流，可用以下经验公式估算

$$I_{DC}=(2.7\sim3.3)U_N L\times10^{-3} \tag{6-24}$$

式中　$U_N$——线路额定电压，kV；

$L$——线路长度，km；

$I_{DC}$——单相接地电容电流，A。

式（6-24）中系数 2.7～3.3 的取值原则为：没有架空接地线的为 2.7；有架空接地线的为 3.3。对于同塔双回线路，电容电流为单回路的 1.3～1.6 倍。

2. 电缆线路单相接地电容电流

电网规划阶段，电缆线路单相接地电容电流，可用以下经验公式估算

$$I_{DC}=0.1U_N L \tag{6-25}$$

3. 变电站附加接地电容电流

变电站增加的接地电容电流经验值见表 6-28。

**表 6-28　变电站增加的接地电容电流经验值**

| 电网额定电压（kV） | 6 | 10 | 35 | 66 | 110 |
|---|---|---|---|---|---|
| 电容电流附加值（%） | 18 | 16 | 13 | 12 | 10 |

### （三）接地装置参数选择

1. 消弧线圈选择

（1）工作原理。当系统单相接地时，中性点的电压由零升高到相电压，消弧线圈产生感性电流，其方向与系统电容电流相反，可对其进行有效补偿，使电弧自动熄灭。

通常用脱谐度表示消弧线圈的补偿情况，脱谐度定义为

$$\nu=\frac{I_{DC}-I_L}{I_{DC}} \tag{6-26}$$

式中　$\nu$——脱谐度；

$I_{DC}$——单相接地电容电流，A；

$I_L$——消弧线圈电感电流，A。

当 $\nu=0$ 时，流过故障点的消弧线圈的电感电流等于系统接地电容电流，称为谐振补偿；当 $\nu>0$ 时，流过故障点的消弧线圈的电感电流小于系统接地电容电流，称为欠补偿；当 $\nu<0$ 时，流过故障点的消弧线圈的电感电流大于系统接地电容电流，称为过补偿。

中性点位移电压可按下式计算

$$U_0=\frac{U_{bd}}{\sqrt{d^2+\nu^2}} \tag{6-27}$$

式中　$U_0$——中性点位移电压，kV；

$U_{bd}$——消弧线圈投入前中性点不对称电压，可取 0.8%相电压；

$d$——阻尼率，一般对 66kV 架空线路取 3%，35kV 及以下架空线路取 5%，电缆线路取 2%～4%。

（2）选择原则。

1）35、66kV 系统和不直接连接发电机的 6～20kV 系统，补偿后接地电流宜控制在 10A 以内。发电机额定电压 6.3kV 及以上的系统，补偿后发电机单相接地故障电容电流最高允许值见表 6-29。

**表 6-29　发电机单相接地故障电容电流最高允许值**

| 发电机额定电压（kV） | 发电机额定容量（MW） | 电流允许值（A） |
|---|---|---|
| 6.3 | ≤50 | 4 |
| 10.5 | 50～100 | 3 |
| 13.80～15.75 | 125～200 | 2* |
| ≥18 | ≥300 | 1 |

* 对额定电压为 13.80～15.75kV 的氢冷发电机，电流允许值为 2.5A。

2）中性点对地电压应不致危害网络的正常绝缘。中性点经消弧线圈接地的电网，在正常情况下，长时间中性点位移电压不应超过系统标称相电压的 15%，脱谐度一般不大于 10%（绝对值）。中性点经消弧线圈接地的发电机，在正常情况下，长时间中性点位移电压不应超过系统标称相电压的 10%，考虑到限制传递过电压等因素，脱谐度不宜超过±30%。

3）装在电网的变压器中性点的消弧线圈，以及具有直配线的发电机中性点的消弧线圈应采用过补偿方式，以避免欠补偿运行时某些线路断开后形成完全补偿，产生较大的谐振过电压，造成设备绝缘损坏。对于采用单元连接的发电机中性点的消弧线圈，为了限制电容耦合传递过电压以及频率变动等对发电机中性点位移电压的影响，宜采用欠补偿方式。

4）消弧线圈宜具有自动跟踪补偿功能。

（3）消弧线圈的容量。消弧线圈容量可按下式计算

$$W = kI_{DC}\frac{U_N}{\sqrt{3}} \qquad (6\text{-}28)$$

式中　$W$——消弧线圈的容量，kVA；

$k$——系数，过补偿取 1.35，欠补偿按脱谐度确定；

$I_{DC}$——单相接地电容电流，按远景年（5～10年）最大方式考虑，A；

$U_N$——额定线电压，kV。

电网的电容电流应包括有电气连接的所有架空线路、电缆线路的电容电流，并计及厂、站母线和电器的影响；发电机电压回路的电容电流，应包括发电机、变压器和连接导体的电容电流，当回路装有直配线或电容器时，尚应计及这部分电容电流。

（4）消弧线圈的安装地点。在选择消弧线圈的台数和容量时，应考虑消弧线圈的安装地点，并按下列原则进行。

1）消弧线圈应统筹规划，分散布置。应避免整个电网只装设一台消弧线圈，多台消弧线圈不宜集中安装在系统中的同一位置。系统在任何运行方式下，断开 1～2 回线路时，应保证不失去补偿。

2）在变电站中，消弧线圈一般装在变压器中性点上。当变压器无中性点或中性点未引出时，应装设专用接地变压器，其容量应与消弧线圈的容量相配合，选择接地变压器容量时，可考虑变压器的短时过负荷能力。对于新建变电站，接地变压器可根据占用电的需要兼作占用变压器。

3）消弧线圈应装在零序阻抗较小的变压器中性点上。基于此点，消弧线圈宜接于 YNd 的双绕组或 YNynd 的三绕组变压器中性点上，也可接在 ZNyn 接线或零序磁通未经铁芯闭路的 YNyn 接线的变压器（内铁芯变压器）中性点上，不应接于零序磁通经铁芯闭路的 YNyn 接线的变压器（外铁芯变压器或三个单相变压器组成的三相变压器）中性点上。

4）为防止消弧线圈的接入使变压器降压功率超过负荷能力，当消弧线圈接于 YNd 接线的双绕组或 YNynd 接线的三绕组变压器中性点时，消弧线圈容量不应超过变压器三相总容量的 50%，并不得大于三绕组变压器的任一绕组的容量，必要时应进行详细验算；当消弧线圈接于零序磁通未经铁芯闭路的 YNyn 接线的变压器（内铁芯变压器）中性点时，零序电流产生的零序磁通在箱壁中产生相当大的附加损耗，消弧线圈容量不应超过变压器三相总容量的 20%。

5）在发电厂中，发电机电压消弧线圈可装在发电机中性点上或厂用变压器中性点上。当发电机与变压器为单元连接时，消弧线圈应装在发电机中性点上。6～10kV 消弧线圈也可装在同步调相机的中性点上。

2. 高电阻的选择

为减小电阻值，一般经配电变压器接入中性点，电阻接在配电变压器的二次侧。

（1）经高电阻直接接地。电阻的额定电压为

$$U_R \geqslant 1.05\times\frac{U_N}{\sqrt{3}} \qquad (6\text{-}29)$$

式中　$U_R$——电阻额定电压，kV；

$U_N$——额定线电压，kV。

电阻值为

$$R_N = \frac{U_N}{\sqrt{3}I_R}\times10^3 = \frac{U_N}{\sqrt{3}k_{RC}I_{DC}}\times10^3 \qquad (6\text{-}30)$$

式中　$R_N$——中性点接地电阻值，Ω；

$I_R$——电阻电流，A；

$k_{RC}$——单相对地短路时电阻电流与电容电流的比值，一般取 1.1。

电阻消耗的功率为

$$P_R = \frac{U_N}{\sqrt{3}}\times I_R \qquad (6\text{-}31)$$

式中　$P_R$——电阻消耗的功率，kW。

（2）经单相配电变压器接地。电阻的额定电压应不小于变压器二次侧电压，一般选用 110V 或 220V。

电阻值为

$$R_{N2} = \frac{U_N}{\sqrt{3}I_R n_\varphi^2}\times10^3 = \frac{U_N}{\sqrt{3}k_{RC}I_{DC}n_\varphi^2}\times10^3 \qquad (6\text{-}32)$$

$$n_\varphi = \frac{U_N}{\sqrt{3}U_{N2}}\times10^3 \qquad (6\text{-}33)$$

式中　$R_{N2}$——间接接入的电阻值，Ω；

$n_\varphi$——降压变压器变比；

$U_{N2}$——单相配电变压器二次电压，V。

电阻消耗功率为

$$P_R = \frac{U_N^2}{3n_\varphi^2 R_{N2}}\times10^3 \qquad (6\text{-}34)$$

3. 低电阻的选择

在满足单相接地继电保护可靠性和电压绝缘配合

的前提下，电阻宜选较大值。

电阻的额定电压取值为

$$U_R \geqslant 1.05 \times \frac{U_N}{\sqrt{3}} \quad (6\text{-}35)$$

式中　$U_R$——电阻额定电压，kV；

$U_N$——额定线电压，kV。

电阻值取值为

$$R_N = \frac{U_N}{\sqrt{3}I_d} \times 10^3 \quad (6\text{-}36)$$

式中　$R_N$——中性点接地电阻值，Ω；

$I_d$——选定的单相接地电流，A。

$I_d$ 取值原则为：35kV 系统接地电阻宜按单相接地电流 1000～2000A 选择，10、20kV 系统接地电阻宜按单相接地电流 200～1000A 选择，具体可结合 DL/T 780—2001《配电系统中性点接地电阻器》确定的通用额定发热电流综合分析确定。

电阻消耗的功率为

$$P_R = U_R I_d \quad (6\text{-}37)$$

式中　$P_R$——电阻消耗的功率，kW。

（四）中性点直接接地点的选择

（1）自耦变压器中性点必须直接接地或经低电抗接地。

（2）凡中、低压有电源的变电站（包括升压变电站和降压变电站），至少应有一台变压器直接接地。

（3）终端变电站的变压器中性点一般不接地。

（4）选择接地点时应保证任何故障形式都不应使电网解列成为中性点不接地系统。双母线接线有两台及以上变压器时，可考虑两台变压器中性点接地。

（5）变压器中性点接地点的数量应使电网所有短路点的综合零序电抗与综合正序电抗之比不大于 3。

## 六、串联补偿

在输电线路中加入串联电容器可补偿线路电抗，从而提高传输功率、补偿无功损耗。较为常用的串联电容补偿包括固定串联电容补偿及可控串联电容补偿，基本结构示意如图 6-15 所示。

（一）固定串联补偿

1. 提高传输功率

（1）补偿度。固定串联补偿用于提高传输功率时，其容抗值的大小决定了效果的好坏，因此应予首先确定。通常按照潮流分布或暂态稳定的期望目标，通过潮流或稳定计算可得出所需容抗值，相应即可得出补偿度。

在进行系统分析时，根据故障发生的位置不同，固定串联补偿的控制策略一般为：区外故障（即发生在串联补偿所在线路两端的线路断路器之外的故障）串联补偿间隙和旁路断路器不允许动作，不允许旁路串联补偿电容器组；区内故障（即发生在串联补偿所在线路两端的线路断路器之间的故障）允许旁路串联补偿电容器组，当串联补偿限压器电流或能耗等达到整定值时，控制系统就发出间隙触发命令，同时命令旁路断路器合闸，将串联补偿电容器组和限压器等旁路。

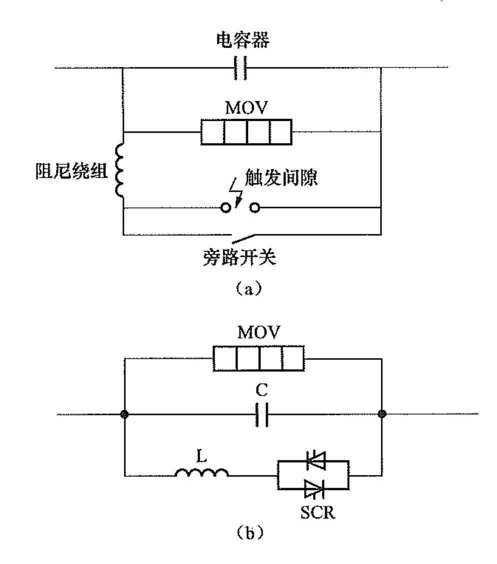



图 6-15　串联电容补偿基本结构示意图
（a）固定串联补偿；（b）可控串联补偿

应用固定串联补偿时，应注意在火电送出系统中如补偿度过高（一般不宜超过 50%），则发生次同步谐振的风险也相应较大，应尽量避免，必要时通过次同步谐振专题计算修改补偿度。此外，还应校验系统典型运行方式下的串联补偿线路电压分布以避免电压超标。

（2）额定电流。应用固定串联补偿所需确定的另一个重要参数为额定电流。串联补偿额定电流及过电流能力应不小于设备全寿命周期内、各种系统条件下可能出现的最大线路电流，同时应不大于线路额定电流。在故障和失去并联线路后，电容器组典型的电流—时间曲线如图 6-16 所示。

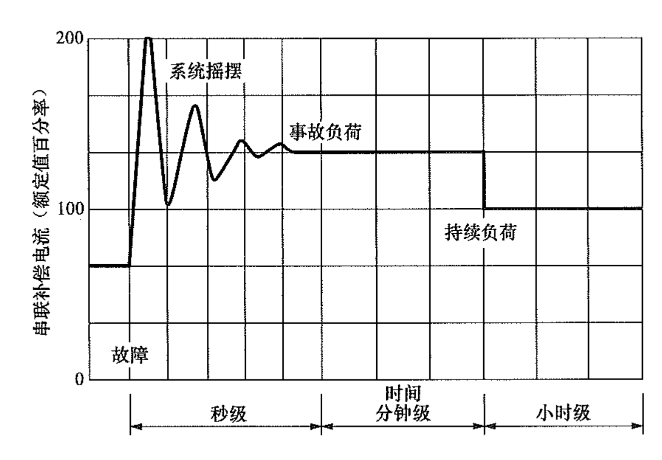



图 6-16　在故障和失去并联线路后，电容器组典型的电流—时间曲线

串联补偿电容器过电流能力要求见表6-30。

表 6-30　串联补偿电容器过电流能力要求　(p.u.)

| 电流 | 持续时间 | 典型的范围 | 最常见的值 |
|---|---|---|---|
| 额定电流 | 连续 | 1.0 | 1.0 |
| 1.1倍额定电流 | 每12h中8h | 1.1 | 1.1 |
| 紧急情况过负荷 | 30min | 1.2～1.6 | 1.35～1.50 |
| 摇摆 | 1～10s | 1.7～2.5 | 1.7～2.0 |

（3）装设位置。固定串联补偿可安装在线路两端、线路中部，或等距离分散布置等。

1）为方便建设、运行、维护等工作，补偿装置一般装设在线路的电源侧或负荷侧，并优先考虑在负荷侧变电站扩建。装设在线路的电源侧时，装置的电压水平可能较高。

2）在线路较长或补偿度较高时，为改善沿线电压分布，可装设在线路中部或等距离分散布置。

3）为降低装置停运对系统的影响，或改善串联补偿额定电压过高对串联补偿主设备的不利影响，可将固定串联补偿装置分段装设，如有一段被旁路则另一段仍能提供补偿。

4）在线路上装设固定串联补偿装置后，线路发生单相接地故障三相跳闸时，线路负荷侧的过电压较无串联补偿时升高较多，且安装位置不同或与高压并联电抗器的相对位置不同时，过电压升高的幅度也不相同。为降低工频过电压的增加，必要时可考虑将串联补偿分为两组分装在线路两侧。

（4）电磁暂态。线路装设固定串联补偿后，可能会引起线路断路器跳闸瞬间其断口瞬态恢复电压的提高，影响断路器的正常开断。对此，一方面可以采用具有较高瞬态恢复电压耐受能力的断路器；另一方面可以采取措施降低串联补偿线路断路器瞬态恢复电压，包括串联补偿线路故障时线路保护联动串联补偿快速旁路，降低串联补偿间隙最小允许触发导通电压，线路断路器上跨接避雷器，线路断路器采用分闸电阻等。

线路装设固定串联补偿后，可能会影响潜供电流的暂态过程，增加线路单相重合闸过程中潜供电流的暂态分量，降低线路单相重合闸成功的概率。对此，可考虑采取线路断路器与串联补偿旁路联动措施以加速潜供电流的熄弧，满足系统自动重合闸的要求。

2. 补偿无功损耗

固定串联补偿用于补偿无功损耗时，串联补偿电容器额定容量是串联补偿的主要参数，应根据串联补偿电容器额定电流、额定容抗计算确定，可按下式计算

$$Q_C=3I_C^2X_C \tag{6-38}$$

式中　$Q_C$——串联补偿电容器三相无功功率容量，Mvar；

$I_C$——额定电流，kA；

$X_C$——额定容抗，Ω。

（二）可控串联补偿

1. 主要特点

由于固定串联补偿不能灵活调整阻抗，还可能引发次同步谐振，因此，为灵活控制潮流、降低装设固定串联补偿带来的次同步谐振风险，可采用可控串联补偿（thyristor controlled series capacitor，TCSC）。可控串联补偿稳态基波阻抗和晶闸管触发角 $\alpha$ 的关系曲线如图6-17所示。

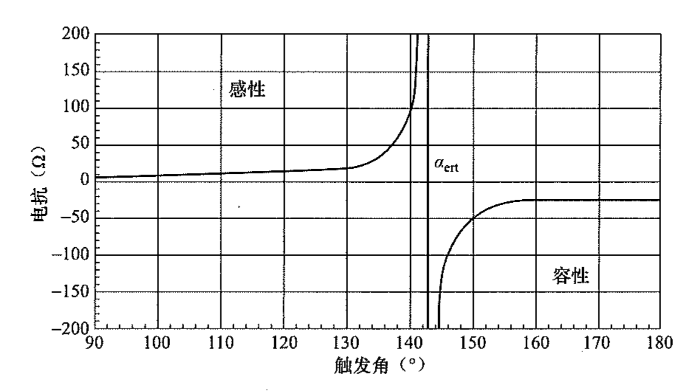



图 6-17　可控串联补偿稳态基波阻抗和晶闸管触发角 $\alpha$ 的关系曲线

$\alpha_{ert}$—谐振状态触发角

如图6-17所示，由于在固定串联补偿的基础上并联了晶闸管支路，因此可控串联补偿具有较好的可控性，除可运行在固定串联补偿模式外，还可运行在容抗调节、感抗调节、旁路等不同模式下。因此，不但可以提高输电能力，还可灵活调节线路潮流、提高系统暂态稳定性、阻尼系统低频振荡、抑制次同步谐振；在故障期间运行在旁路模式，可控串联补偿将呈现为小感抗特性，还可降低短路电流和金属氧化物限压器（metal oxide varistor，MOV）的能量定值。

2. 运行特性

在电力系统暂态过程中，可控串联补偿首先在暂态稳定控制环节动作，短路故障结束并切除故障线路后，将并联线路可控串联补偿的等值容性电抗值调到最大，提供强行补偿功能以提高系统稳定性，强补触发信号应考虑一定的触发延时（如0.02s），强补持续时间应通过系统稳定计算选取最佳效果确定。

当可控串联补偿强行补偿到达一定时间后，转移到阻尼低频振荡控制环节，暂态稳定控制环节退出。当送端机组加速时，可控串联补偿应提升自身容抗而增加线路上的输送功率；当送端机组减速时，可控串联补偿应降低自身容抗而减少线路上的输送功率。阻尼低频振荡控制环节采用系统状态量作为输入信号，

通过调节触发角实现其等值电抗的平滑调节。根据输入量的不同，可控串联补偿可分为功率控制、电压控制、功率电压混合控制三种方式。为提出阻尼低频振荡环节的控制策略，可采用不同分析方法对系统振荡频率及阻尼比进行对比，并选择效果最优的控制方法作为控制策略。

3. 主要参数

除具备类似固定串联补偿等基本参数外，应用可控串联补偿还需确定以下主要参数。

（1）额定提升系数。根据国内外研究经验，在采用可控串联补偿抑制次同步谐振时，若提升系数较小则抑制次同步谐振效果较差；但加大提升系数会造成投资急剧增加，且当提升系数大到一定程度后，继续增加提升系数效果并不显著。一般要求抑制次同步谐振时额定提升系数在1.1～1.2之间，很少超过1.3。

（2）最大提升系数。通过控制晶闸管阀的触发角，一般可使可控串联补偿最大等效阻抗达到其基本容抗值的3倍，即最大提升系数达到3，可通过系统稳定计算确定。

## 第三节　直　流　输　电

直流输电技术可分为常规直流输电技术和柔性直流输电技术。目前，远距离、大容量输电主要依赖于常规直流输电技术，国内对常规直流输电技术的系统研究及工程设计工作已形成一套成熟的方法。柔性直流输电技术还处于发展期，投产的工程较少，系统研究及工程设计也处在探索期。本节重点对常规直流的相关规划设计内容进行详细的阐述，仅对柔性直流输电技术进行概况性的介绍。

### 一、直流输电特点及应用

#### （一）直流输电特点

相对于交流输电方式，直流输电方式具有以下技术特点：

（1）直流输电有利于隔离两端交流系统的事故影响，适用于非同步电网的互联及电力输送，通过直流方式连接交流系统可以是不同相序、不同频率、不同电压等级的交流系统。

（2）直流输电无线路电容效应，线路电压分布均匀，功率损耗较小，可实现远距离的电力输送，尤其适用于远距离的海底电缆输电。

（3）对于双极直流输电系统，在一极设备发生故障时，另一极仍可保持正常运行，并可方便地进行分期建设和增容扩建，有利于发挥投资效益。

（4）直流输电对通信设备的干扰小于交流输电，直流输电系统可方便快速地控制有功及无功，改善交流系统的运行性能。

（5）直流输电可不增加相连电网的短路容量，有利于电网相连。

（6）直流输电中存在大容量的换流装置，是一个谐波源，会使电网的电压和电流波形产生畸变，需要在交流侧和直流侧装设滤波装置，抑制谐波分量。

（7）以晶闸管为换流元件的常规直流输电技术需要消耗大量的无功功率，一般换流站需要装设输送功率40%～60%的并联电容器组进行无功补偿。

（8）直流输电换流站比交流变电站的设备多、结构复杂，可靠性相对较低。

#### （二）直流输电应用场合

直流输电目前主要用于以下场合：

（1）远距离、大功率电力输送。我国电源基地的装机容量基本为数百万千瓦级，电源与负荷分布的不均衡性使得输电距离横跨上千公里，远距离、大功率电力输送采用直流输电方式更具经济性，也能大大降低输电损耗。

（2）区域系统之间或非同步交流系统之间的互联。区域系统之间采用交流方式联网虽可以增大交流系统的规模，但也增加了故障后事故扩大的风险，为区域系统增加了不安全因素。采用直流技术进行区域系统的互联可以隔离区域间的故障影响，增强区域间功率交换的可控性，提高系统运行的灵活性。非同步交流系统之间的互联必须依靠直流输电技术才能实现。

（3）海底电缆输电工程。交流电缆线路充电功率大，受电容电流的限制，难以实现远距离送电，且直流电缆结构简单，运行维护较为方便经济，与交流电缆相比造价较低，因此，在海底输电工程中多考虑采用直流输电技术。

（4）采用电缆向用电密集地区供电。受架空线路走廊制约，用电密集的大城市多采用电缆供电，当供电距离较远时，采用直流输电方式更具经济性，且直流输电方式不会提供短路电流，可以限制供电电网短路电流的增加，并能为电网带来灵活的调整性和可控性。

### 二、交直流输电方式的选择

从经济上看，输送相同容量时，和交流输电相比，直流输电换流站造价高、线路造价低，两者之间存在一个临界经济输送距离。根据以往研究结论，对于架空线路，交直流输电的临界经济输电距离为500～700km，若为海底电缆输电，则此临界经济输电距离为30～50km。表6-31列出了部分典型交直流输电工程的投资信息，可以看出，不同时期、不同建设条件的工程投资差异较大，临界经济输电距离随具体工程的不同而不同，具体工程交直流输电方式的确定应结合实际情况论证。

表 6-31　　典型交直流输变电工程投资信息

| 工程名称 | ±120kV 高岭背靠背直流联网工程 | ±500kV 呼伦贝尔—辽宁直流输电工程 | ±660kV 宁东—山东直流输电示范工程 | ±800kV 楚雄—穗东特高压直流输电工程 | ±800kV 向家坝—上海特高压直流输电工程 | ±800kV 哈密南—郑州特高压直流输电工程 | 1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 投产时间 | 2008 年 | 2010 年 | 2011 年 | 2009 年 | 2010 年 | 2014 年 | 2009 年 |
| 额定容量（MW） | 1500 | 3000 | 4000 | 5000 | 6400 | 8000 | 2800 |
| 输电距离（km） | — | 908 | 1335 | 1373 | 1907 | 2210 | 638 |
| 导线截面（$mm^2$） | — | 4×720 | 4×1000 | 6×630 | 6×720 | 6×1000 | 8×500 |
| 变电工程投资（亿元） | — | — | — | — | — | — | 26.37 |
| 换流站投资（双侧，亿元） | 22 | 41.7 | 57 | 96.2 | 100.7 | 89.9 | — |
| 线路投资（亿元） | — | 17.2 | 36.4 | 48.6 | 98.8 | 97.8 | 25.99 |
| 工程总投资（亿元） | 22 | 58.9 | 93.4 | 144.8 | 199.5 | 187.7 | 52.36 |
| 工程单位造价［元/（kW·km）］ | — | 2.16 | 1.75 | 2.10 | 1.63 | 1.06 | 2.93 |

在工程建设中，输电方案采用交流输电和直流输电均具备可行性时，应对这两种方案进行详细的技术经济比较，优先选择潮流分布合理、安全稳定水平高、系统运行灵活、适应性强、建设运行条件良好、有利于节约国土资源、有利于环境保护、经济性优的输电方式。当单独对输电方式进行选择论证存在困难时，也可将不同输电方式、不同直流电压等级、不同输电网络方案在系统方案论证中统一进行详细的比较论证。

我国常规直流输电技术应用已较为广泛，主要用于区域互联工程，以及远距离、大容量电力输送，其以输送大型水电基地、火电基地电力为目的，输电距离基本在 1000km 以上，输电容量大多在 3000MW 以上。

## 三、输电容量

输电容量是直流输电工程的基本参数之一，只有确定了直流工程的输电容量，才能进一步确定电压等级、网络方案、设备参数选择等设计方案。

对于送电型直流输电工程，其输电容量首先应满足电源电力送出的需要，还需考虑对电力系统安全稳定运行的影响，除此之外，输电工程的利用率、直流输电工程的规模化设计容量也是影响输电容量选择的因素之一。

（1）输电容量需配合送端电源电力的送出。满足电源基地电力外送的需要是送电型直流输电工程的建设必要性之一，我国大型煤电基地和大水电基地的大容量、远距离电力外送很大程度上依靠高压直流输电工程得以实现。作为大型电站的电力外送工程，在确定直流工程的输电容量时应首先考虑满足送端电源电力送出的需求，与电源需外送的容量相配合。

（2）输电容量的确定需考虑对电力系统安全稳定运行的影响。随着直流输电技术的发展，直流工程输电规模越来越大，最大可超过 10000MW，远远超过机组最大单机容量。虽然大容量直流输电可发挥工程规模效益，降低单位输电投资，但过大的直流输电容量对电力系统的安全稳定运行将产生不良影响。无论是直流独立送电系统，还是交直流混合输电系统，一旦直流输电系统发生故障，将对两端交流系统带来巨大冲击，严重时可能导致系统失去稳定；对于交直流混合的输电系统，还将对交流输电通道所在电网产生影响。因此，应对所选直流输电容量方案进行详细的安全稳定计算分析，只有满足 DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》要求的直流输电容量才是可行的。此外，还应特别关注直流系统故障停运后，送受两端交流系统潮流分布的合理性。

（3）输电容量应尽可能提高输电工程的利用率。输电工程的利用率也是输电容量选择时需考虑的因素之一，对于火电厂、大型水电站等电源电力的送出，一般来说可以保证较高的最大发电负荷利用小时，配套的直流输电工程也可获得较高的利用率，利用率问题不会对直流输电容量的选择造成限制。但对于季节性小水电、出力特性不稳定的风电等电源电力，一般年均最大负荷利用小时只在 2000h 左右，若为这一部分电力的外送单独建设直流输电通道，则直流输电工程的利用率较低，将导致较高的输电费用，不利于资

源节约原则，也将使送出的电能电价不具竞争性。确定直流工程输电容量时应尽可能提高输电工程的利用率，对于利用小时数不高的电源电力，不建议单独进行电力外送，可考虑在电源消纳方案研究阶段即研究与大型火电站或水电站打捆外送的可能性，结合电站出力特性，设计合适的直流输电工程的送电特性，以提高输电工程利用率，从而提高输电工程的经济性。因此，对于多种电源混合送电的直流输电工程，其输电容量的确定应考虑提高输电工程利用率的因素，从我国已建直流输电工程的年均最大负荷利用小时数看，一般以不低于 4000h 为宜。

（4）选取的输电容量宜优先考虑已有直流工程设计容量。原则上直流输电工程的输电容量可以各不相同，但这不利于设备制造的标准化，可能在无形中增加了设备制造成本，不能获得优良的经济效益。我国已建成十多回不同规模的直流输电工程，从设备研发、生产制造、运行经验等多方面考虑，直流输电容量宜优先考虑已有直流工程设计容量，可最大程度上获得经济性、可靠性保证。从 1987 年第一回直流输电工程舟山直流投运至今，我国已有 30 多年直流工程建设运行经验。我国常规直流输电工程基本信息统计见表 6-32。

**表 6-32　　我国常规直流输电工程基本信息统计**

| 序号 | 工程名称 | 直流电压（kV） | 额定容量（MW） | 输送距离（km） | 导线截面（$mm^2$） | 投运年份 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 一 | ±400kV 直流工程 | | | | | |
| 1 | 柴达木—拉萨 | ±400 | 1200 | 1038 | 4×400 | 2011 |
| 二 | ±500kV 直流工程 | | | | | |
| 1 | 葛洲坝—上海 | ±500 | 1200 | 1045 | 4×300 | 1990 |
| 2 | 天生桥—广州 | ±500 | 1800 | 960 | 4×400 | 2001 |
| 3 | 三峡—常州 | ±500 | 3000 | 860 | 4×720 | 2003 |
| 4 | 三峡—广东 | ±500 | 3000 | 940 | 4×720 | 2004 |
| 5 | 高坡—肇庆 | ±500 | 3000 | 936 | 4×720 | 2004 |
| 6 | 三峡—上海 | ±500 | 3000 | 1040 | 4×720 | 2006 |
| 7 | 兴仁—宝安 | ±500 | 3000 | 1194 | 4×720 | 2007 |
| 8 | 宝鸡—德阳 | ±500 | 3000 | 534 | 4×720 | 2009 |
| 9 | 呼伦贝尔—辽宁 | ±500 | 3000 | 908 | 4×720 | 2010 |
| 10 | 溪洛渡右岸—从西（同塔双回） | ±500 | 2×3200 | 1223 | 4×900 | 2014 |
| 11 | 金沙江中游—广西 | ±500 | 3200 | 1119 | 4×900 | 2016 |
| 12 | 永仁—富宁 | ±500 | 3000 | 569 | 4×800 | 2016 |
| 三 | ±660kV 直流工程 | | | | | |
| 1 | 宁东—山东 | ±660 | 4000 | 1335 | 4×1000 | 2011 |
| 四 | ±800kV 直流工程 | | | | | |
| 1 | 楚雄—穗东 | ±800 | 5000 | 1373 | 6×630 | 2009 |
| 2 | 向家坝—上海 | ±800 | 6400 | 1907 | 6×720 | 2010 |
| 3 | 锦屏—苏南 | ±800 | 7200 | 2059 | 6×900 | 2012 |
| 4 | 普洱—侨乡 | ±800 | 5000 | 1413 | 6×630 | 2014 |
| 5 | 哈密—郑州 | ±800 | 8000 | 2210 | 6×1000 | 2014 |
| 6 | 溪洛渡左岸—浙西 | ±800 | 8000 | 1653 | 6×900 | 2014 |
| 7 | 灵州—绍兴 | ±800 | 8000 | 1720 | 6×1250 | 2016 |

续表

| 序号 | 工程名称 | 直流电压（kV） | 额定容量（MW） | 输送距离（km） | 导线截面（$mm^2$） | 投运年份 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 五 | 背靠背直流工程 | | | | | |
| 1 | 灵宝背靠背一期 | 120 | 360 | | | 2005 |
| 2 | 灵宝背靠背二期 | 167 | 750 | | | 2009 |
| 3 | 高岭背靠背（两个单元） | ±125 | 2×750 | | | 2008 |
| 4 | 高岭背靠背扩建（两个单元） | ±125 | 2×750 | | | 2012 |
| 5 | 鲁西背靠背 | ±350 | 1000 | | | 2016 |
| 六 | 跨海直流工程 | | | | | |
| 1 | 舟山 | 100 | 50 | 54km，含13km海缆 | 400/300 | 1987 |
| 2 | 溗泗 | ±50 | 60 | 66km，含60km海缆 | 400/300 | 2003 |

一般来说，标准化的直流输电容量很难与电源装机容量完全匹配，建议在电源消纳方案研究阶段即结合输电容量等影响因素进行研究分析，以确定合理可行的输电方案。对输电容量的选择应进行详细的技术经济分析，严谨论证，提出科学合理的输电规模，容量相近时，宜选择与已有相似直流输电工程相同的容量。

对于联网型直流输电工程，其输电容量首先应满足两侧电网相互支援的需求，如相互余缺调剂、事故支援、备用支援等，在设计过程中可通过电力电量平衡计算、暂态稳定计算等方式予以确认。

## 四、输电电压等级

高压直流输电工程的直流电压选择是一个不断优化的过程，传统上有瑞典E.乌尔曼经验公式、西德经验公式和计算曲线法。

瑞典E.乌尔曼经验公式为

$$U_d=\pm 12\sqrt{P} \tag{6-39}$$

式中　$U_d$——双极直流线路的最佳直流运行电压，kV；

$P$——双极直流线路的输送功率，MW。

西德经验公式为

$$U_d=\pm\sqrt{\frac{PL}{3.398\times 10^{-3}\times L+1.4083\times 10^{-3}\times P}} \tag{6-40}$$

式中　$L$——双极直流线路的长度，km。

利用E.乌尔曼经验公式和西德经验公式所计算出的电压在输电容量不大时具有一定的参考价值，但相较于我国目前已建成的大容量、远距离直流输电工程，其计算结果还是有着相当的偏差。

计算曲线法主要参考ABB选择电压曲线和国际直流工程统计曲线，这两种曲线只涉及4000MW及以下的直流输电容量，ABB直流电压与输送功率关系曲线如图6-18所示。

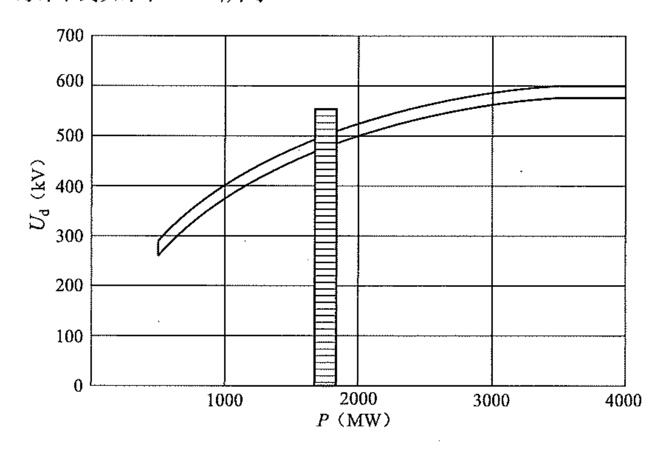



图6-18　ABB直流电压与输送功率关系曲线

目前，我国直流工程输电电压、输电规模均突破上述传统方法的估算范围。实际工程中可结合我国已投运直流输电工程的直流电压与输送功率关系，初步选择合适的电压等级。从满足我国大型能源基地不同输电容量需求角度出发，并考虑已形成的直流输变电设备生产制造规模、运行经验、设备研发、制造能力及运输条件等多方面的因素，我国目前形成了一系列合理可行的直流电压等级系列，可供不同输电距离、不同容量直流工程参考选择，以此优化直流电压等级，保证工程建设的经济性和可靠性。目前可考虑列入常规选择的直流电压等级系列包括±500、±660、±800、±1100kV等。实际工程各电压等级对应的工程输电容量及输电距离见表6-33。

表 6-33 实际工程各电压等级对应的工程输电容量及输电距离

| 电压等级（kV） | ±500 | ±660 | ±800 | ±1100 |
|---|---|---|---|---|
| 输电容量（MW） | 3000 | 4000 | 5000～10000 | 12000 |
| 输电距离（km） | <1300 | 1335 | 1100～2400 | 3319 |

对于背靠背直流工程，从降低设备造价的角度考虑，可采用大电流、低电压系统；若直流工程输电距离相对较近、输电容量相对较低，也可考虑采用较低直流输电电压等级。

表 6-33 可为直流工程电压等级初步选择提供参考，随着直流技术、工程造价等影响因素的变化，在实际工程中，对应不同输电容量、不同输电距离，最终应通过技术经济比较确定拟采用的直流输电电压等级。对直流输电电压等级方案的技术经济分析方法可参考上述输电方式的技术经济比较内容。

输电电压等级方案也可与输电方式、输电容量、输电网络等方案进行详细、统一的比较论证。

## 五、直流输电工程起落点选择

1. 直流输电工程起点选择

直流输电工程起点选择主要需考虑与外送电源及送端电网结构的协调问题，对直流输电工程起点的选择宜遵循如下原则：

（1）应尽可能靠近电源，便于集中送出，简化网络，降低网损，有利于提高运行的灵活性和经济性。

（2）应与送出地区电网网架规划和电源规划相协调，不同直流起点之间应保持适当的电气距离，降低多回直流相互影响和交流系统故障对多回直流影响程度。

（3）应具有较好的建站条件，保证换流站的安全可靠运行，并具备较优的建设经济性。

2. 直流输电工程落点选择

直流输电工程落点选择考虑的因素较为复杂，需结合受端电网电源布局、负荷分布、电网结构特点，以及地理环境影响等多因素进行详细论证，对于直流落点密集的地区还应进行多回直流密集落点的安全稳定计算分析，分析受端电力系统的承受能力。直流落点选择宜遵循如下原则：

（1）应尽可能靠近负荷中心，便于就近供电，减轻交流电网送电压力，降低网损，提高运行经济性。

（2）应与受端电网电源布局结合，避免电源接入点过于集中，对受端电网的远景发展具有较好的适应性，满足电力供应安全稳定的要求。

（3）在直流工程落点密集的地区，各落点间应保持适当的电气距离，以降低多回直流相互影响和交流系统故障对多回直流影响程度。

直流输电工程的起落点选择需通过技术经济比较分析来确定。起落点位置对于换流站造价、直流线路路径及造价、接入交流电网费用等均有影响，经济比较时需全面考量这些因素。部分送端或受端地区网络结构薄弱，不同直流起落点的选择可能对系统运行的稳定水平产生较大影响，此时宜优先考虑具有较高安全稳定水平的起落点方案。

## 六、直流线路导线截面选择

1. 导线载流量及经济电流密度

直流输电线路导线截面在选择时，首先必须满足载流量的要求，导线载流量应不低于直流输电系统可能出现的最大连续过负荷电流，我国已建成的直流系统一般具有 1.05～1.1 倍长期过负荷能力，故所选导线的载流量应不低于直流系统额定运行电流的 1.05～1.1 倍，实际所选导线载流量均有较大裕度。

环境条件对导线允许载流量影响较大，考虑环境温度为 35℃，风速为 0.5m/s，日照为 1000W/m²，辐射系数及吸热系数均为 0.9，导线允许温度为 70℃，常用直流输电钢芯铝绞线载流量见表 6-34。

表 6-34 常用直流输电钢芯铝绞线载流量

| 导线截面（mm²） | 20℃直流电阻（Ω/km） | 允许载流量（A） |
|---|---|---|
| 240 | 0.1181 | 503 |
| 300 | 0.0961 | 570 |
| 400 | 0.0739 | 670 |
| 500 | 0.0591 | 765 |
| 630 | 0.0459 | 890 |
| 720 | 0.0398 | 970 |
| 800 | 0.0355 | 1040 |
| 900 | 0.0321 | 1105 |
| 1000 | 0.0289 | 1180 |
| 1120 | 0.0258 | 1265 |
| 1250 | 0.0231 | 1350 |

在满足载流量要求的前提下，可参考经济电流密度进行导线截面的初选。导线实际经济电流密度应根据各个时期的导线价格、电能成本及线路工程特点等因素分析确定。从历年来实际直流导线选择情况看，直流线路的电流密度基本在 0.7～1A/mm² 之间，可将这一电流密度范围作为导线截面初步选择的依据。

2. 导线电磁环境特性

对于±800kV 及以上电压等级的特高压直流输电

工程，线路电磁环境限值的要求在某些特殊环境下可能成为选择导线的主要考虑因素，如线路沿线存在高海拔、重度污染地区，或者线路采用非常规的排列布置方式，此时需进行线路电磁环境特性参数校核，包括电晕损失、无线电干扰、电场效应和可听噪声等环境影响参数，所选导线各项参数应满足指标要求。

（1）无线电干扰。直流输电线路在正常运行时允许导线发生一定程度的电晕放电，这会对线路周围无线电设备的接收功能产生干扰，其干扰与极性有关。负极性导线电晕放电，放电点一般均匀分布在整个导线表面，脉冲幅值小，重复出现的脉冲幅值基本一致，和正极性导线相比，对无线电信号接收干扰不大；正极性导线电晕放电，放电点在导线表面的分布随机性大，持续的放电点大多出现在导线表面有缺陷处，放电脉冲幅值大，且很不规则，是无线电干扰的主要来源，其产生的干扰比负极性导线产生的干扰约大一倍。

1982 年，国际无线电干扰特别委员会提出了适用于双极直流线路晴天无线电干扰（平均值）计算公式

$$E=38+1.6(g_{max}-24)+46\lg r+5\lg n+\Delta E_f+33\lg\frac{20}{D}+\Delta E_W \tag{6-41}$$

式中 $E$——无线电干扰水平，dB（μV/m）；

$g_{max}$——导线表面最大场强，kV/cm；

$r$——子导线半径，cm；

$n$——分裂导线数；

$D$——距正极性导线的距离，适用于 $D<100$m；

$\Delta E_W$——气象修正项，dB（μV/m）；

$\Delta E_f$——干扰频率修正项，dB（μV/m）。

一般，随着导线截面的增大及分裂数目的增多，导线的无线电干扰水平呈下降趋势。

各国对不同电压等级的架空线路无线电干扰限值均有不同规定。GB 15707—2017《高压交流架空输电线无线电干扰限值》规定了 110～1000kV 交流架空线路的无线电干扰限值，在 0.5MHz 下线路的无线电干扰场强在 80%时间、具有 80%的置信度不超过表 6-35 所列规定值，其中限值的参考距离为边导线投影 20m 处。

表 6-35 交流架空线路无线电干扰限值

| 电压（kV） | 110 | 220～330 | 500 | 750 | 1000 |
|---|---|---|---|---|---|
| 限值 dB（μV/m） | 46 | 53 | 55 | 58 | 58 |

注 对于 750kV 和 1000kV 交流架空线路，好天气下的无线电干扰不应大于 55dB（μV/m）。

DL/T 1088—2008《±800kV 特高压直流线路电磁环境参数限值》规定了±800kV 特高压直流架空线路的无线电干扰限值：正极性导线投影外侧 20m，频率为 0.5MHz 的无线电干限值为 58dB（μV/m），好天气下的测量值不应大于 55dB（μV/m），海拔大于 1000m 时，无线电干扰限值按照 3dB/1000m 线性修正。其他电压等级的直流线路可参考执行。

（2）可听噪声。高压直流架空送电线路上电晕所产生的可听噪声强度取决于线路的导线几何特性、电压和天气条件；随着电压的升高和导线分裂根数的增加，输电线路的电晕噪声问题越显突出，对于 500kV 以上线路，电晕噪声干扰已超越无线电干扰成为选择导线的控制条件。直流线路可听噪声最严重情况发生在好天气情况以及由好天气向坏天气过渡时期。试验证明，在降雨开始阶段，直流可听噪声会有一个骤增，继而突降，这一特点与交流线路相反。此外，直流线路正极比负极的可听噪声要大，因此一般采用正极线路可听噪声衡量整体线路噪声水平。

美国邦纳维尔电力局（BPA）推荐的可听噪声计算公式为

$$\left.\begin{aligned}AN&=-133.4+86\lg g_{max}+40\lg d_{eq}-11.4\lg D\\ d_{eq}&=0.66n^{0.64}d(n>2)\end{aligned}\right\} \tag{6-42}$$

式中 $AN$——可听噪声，dB（A）；

$d$——子导线直径，mm；

$d_{eq}$——导线等效直径，mm。

根据 DL/T 436—2005《高压直流架空送电线路技术导则》要求，在线路档距中央距正极性导线投影外侧 20m 处，由线路电晕产生的可听噪声应不大于 60dB（A）。而根据 DL/T 1088—2008《±800kV 特高压直流线路电磁环境参数限值》规定：距直流架空线路正极性导线对地投影外 20m 处，晴天时由电晕产生的可听噪声 50%值不得超过 45dB（A）；海拔大于 1000m 的非居民区，可听噪声限值按照 3dB/1000m 线性修正。输电线路噪声具有不间断性，参考我国城市区域环境噪声标准，噪声限值取 45～50dB（A）是可行的，实际工程中根据环境条件可适当调整。

（3）电场效应。当直流输电线路导线表面电场强度大于起始电晕电场强度时，靠近导线表面的空气发生电离，电离产生的空间电荷将沿电力线方向运动，此时直流线路附近整个空间大致可分为三个区域，即正极导线与地面间（区域）充满正离子、负极导线与地面间（区域）充满负离子、正负极导线间正负离子同时存在。这些空间电荷将造成直流输电线路特有的一些效应：空间电荷本身产生电场，大大加强由导线电荷产生的电场；空间电荷在电场作用下运动形成离

子电流；由极导线向大地流动的离子电流，遇到对地绝缘的物体，将附着在该物体上形成物体带电现象，可能引起暂态电击。

通常直流电场效应由地面最大合成场强、离子电流密度等参数表征。在正常运行的直流输电线路下，基本没有电场变化产生位移电流的现象，在相同的电场值下，直流电场和交流电场产生的效应不同，人在电场中的直接感受和暂态电击是制定直流线路电场限值需考虑的主要问题，电场限值标准可参考相关规程规范的规定。根据 DL/T 436—2005《高压直流架空送电线路技术导则》要求，±500kV 直流输电线路地面最大合成场强不应超过 30kV/m，最大离子电流密度不应超过 100nA/m$^2$。在 DL/T 1088—2008《±800kV 特高压直流线路电磁环境参数限值》中做了进一步的详细规定：±800kV 直流架空线路临近民房时，民房处地面合成场强限值为 25kV/m，且 80%的测量值不得超过 15kV/m；线路跨越农田、公路等人员容易到达区域的合成场强限值为 30kV/m；线路在高山、大岭等人员不易到达地区的限制按电气安全距离校核。±800kV 直流架空线路下方的离子流密度限值为 100nA/m$^2$。

3. 输电损耗

对于远距离、大容量直流输电工程而言，直流系统运行电流大，电能损耗相当可观，在直流输电线路导线选择时，应充分考虑输电损耗的影响。直流输电线路的输电损耗主要包括两部分：一部分与电流相关，主要是流过线路的直流电流在直流线路电阻上产生的损耗，称为电阻损耗；另一部分与电压相关，主要是电晕放电时导线周围空气中的电荷在电场中移动和发光引起的功率消耗，称为电晕损耗。

电阻损耗功率计算相对简单，即运行电流的平方与直流线路电阻的乘积，需要注意的是，对于双极直流输电系统，系统线路损耗为单回直流输电线路损耗的两倍。电晕损耗功率的大小与线路电压、导线规格、导线布置方式、天气等因素有关，计算双极直流线路晴天下电晕损耗的安乃堡公式为

$$\left.\begin{aligned}
&P=[2U(K+1)K_c nr\times 2^{0.25(g-g_0)}]\times 10^{-3}\\
&K=\frac{2}{\pi}\arctan\left(\frac{2H}{s}\right)\\
&g=\frac{U\left[1+(n-1)\dfrac{r}{R}\right]}{nr\cdot\ln\left[\dfrac{2H}{(nrR^{n-1})^{1/n}\sqrt{\dfrac{4H^2}{s^2}+1}}\right]}\\
&g_0=22\delta
\end{aligned}\right\}\qquad(6\text{-}43)$$

式中 $P$——单回直流线路电晕损耗，W/m；
$U$——导线对地电压，kV；
$K_c$——经验系数，可取 0.206；
$n$——导线分裂数；
$r$——子导线半径，cm；
$g$——运行电压下导线表面的最大电场强度，kV/cm；
$g_0$——导线表面电晕起始电场强度，kV/cm；
$\delta$——相对空气密度；
$H$——导线对地距离，cm；
$s$——极间距离，cm；
$R$——通过 $n$ 根分裂导线中心的圆周半径，cm。

直流线路雨天平均电晕损耗约为晴天时的 2～4 倍，全年线路平均电晕损耗功率可折中取晴天的 1.5 倍。

电量损耗计算与损耗小时数相关，电阻损耗部分的损耗小时数与直流工程最大负荷利用小时相关，可参考交流电网功率因数为 1 时的最大负荷利用小时数与损耗小时数的关系确定；电晕损耗部分的损耗小时数按直流工程全年运行时间考虑，可极端考虑为 8760h。

4. 经济比较

直流输电工程的导线截面越大，线路的功率损耗及电能损耗越低，可降低运行损耗费用，但线路造价也相应提高。在初步选择满足技术指标要求的导线截面后，需结合线路造价和电能损耗等因素对不同导线截面的经济性进行综合分析，以年费用指标为判断标准，确定经济性最优的导线截面。

直流线路造价对投资年费用影响较大，直流工程年利用小时数及损耗费用的选择对年电量损耗费用有较大影响，当其他条件确定时，年利用小时数越高，损耗费用越高，大截面导线越具有经济性优势。当上述因素存在不确定性时，应进行敏感性分析，选择较大范围内均具有较优经济性的导线截面为宜。

## 七、柔性直流输电

柔性直流输电（也称电压源换流器型直流输电或轻型直流输电）是以绝缘栅双极型晶体管（insulated gate bipolar transistor，IGBT）等可控关断型电力电子器件和脉宽调制技术（pulse width modulation，PWM）或模块化多电平换流器（modular multilevel converter，MMC）为基础的第三代直流输电技术，是常规直流输电技术的换代升级。相比于交流输电和常规直流输电，柔性直流输电系统在传输能量的同时，还能灵活地调节与之相连的交流系统电压，具有可控性较好、运行方式灵活、适用场合多等显著优点，应用领域广泛。

### （一）柔性直流输电的特点

与传统高压直流输电（HVDC）相比，柔性直流

输电主要有以下技术特点：

（1）电压源换流器（voltage source converter，VSC）可工作在无源逆变方式，受端可以是无源系统，可用于向小容量系统或孤立负荷供电。

（2）VSC 可同时且独立地调节有功功率和无功功率，控制更加灵活方便。

（3）VSC 具有 STATCOM，容量允许的情况下，可动态补偿交流母线的无功功率，稳定交流母线电压。

（4）柔性直流输电系统在潮流反转时，直流电流方向反转而直流电压极性不变，有利于构成既能方便控制潮流又有较高可靠性的并联多端直流系统。

（5）VSC 采用可关断器件，不存在换相失败问题，具有良好的电网故障后快速恢复控制的能力。

（6）谐波水平较低。采用半H桥级联的模块化多电平换流器结构的系统，通常电平数较高，可满足谐波要求；利用脉宽调制技术的系统，谐波频段较高，通常只需安装少量滤波装置即可。

（7）换流站不需大规模配置无功补偿和滤波装置，特定情况下可不装设变压器，交流场设备较少，占地面积较小。

（8）模块化设计使柔性直流输电系统的设计、生产、安装和调试周期大为缩短。

（9）换流站间的通信不是必需的，其控制结构易于实现无人值守。

（二）柔性直流主要应用领域

随着电力电子器件、计算机控制等技术的不断发展，柔性直流技术的输电容量、电压等级将不断提高，而系统损耗和成本将不断下降，加上国内、外现有实际工程的运行经验以及能源战略和能源结构的不断调整完善，柔性直流技术将在可再生能源并网、海上供电、偏远地区供电、城市电网供电、大电网互联等应用领域得到更快的发展。

1．可再生能源并网

受环境条件限制，清洁能源发电一般装机容量小、供电质量不高并且远离主网，如中小型水电厂、风电场（含海上风电场）、潮汐电站、太阳能电站等，由于运营成本较高且交流线路输送能力偏低等原因，采用交流互联方案在经济和技术上均难以满足要求，利用柔性直流技术与主网实现互联是充分利用可再生能源的最佳方式，有利于保护环境。

2．海上供电

远离陆地电网的海上负荷，如海岛或海上石油钻井平台等，通常靠价格昂贵的柴油或天然气来发电，不但发电成本高、供电可靠性难以保证，而且破坏环境，采用柔性直流技术后，这些问题将得以解决，同时还可将多余电能（如用石油钻井产生的天然气发电）反送给系统。

3．偏远地区供电

偏远地区一般远离电网，负荷轻而且日负荷波动大，经济因素及线路输送能力低是限制架设交流输电线路的主要因素，制约了偏远地区经济的发展和人民生活水平的提高。采用柔性直流技术进行供电，可使电缆线路的单位输送功率提高，线路维护工作量减少，并提高供电可靠性。

4．城市电网供电

由于大中城市的空中输电走廊已没有发展空间，采用架空配电网络很难实现电力增容的要求，合理的方法是采用电缆输电。直流电缆较交流电缆占用空间小，输送有功多，因此采用柔性直流技术向城市中心区域供电可能成为未来城市增容的最佳途径。

5．大电网互联

柔性直流响应速度快，能实现功率紧急支援和反转，适合用于大电网间互联，尤其适宜用于不同频率交流系统间的非同步运行以及多直流输电网络。此外，模块化结构及电缆线路使柔性直流技术对场地及环境的要求大为降低，可根据技术要求选择最理想的互联位置。

（三）柔性直流输电系统构成

柔性直流输电系统由电压源换流器、变压器、换流电抗器、交流滤波器、直流电容器等设备构成，如图 6-19 所示。

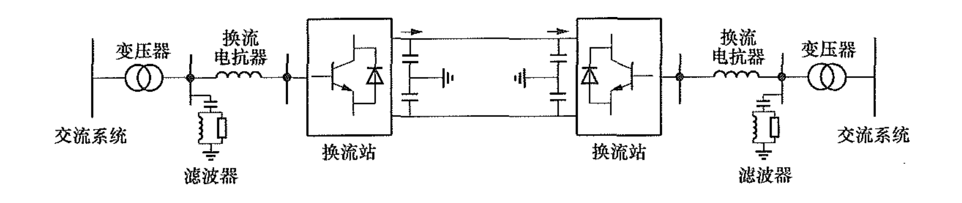



图 6-19 柔性直流输电系统结构示意图

柔性直流输电系统的变压器不同于常规直流输电系统中的换流变压器，可以采用普通的交流变压器，其主要作用是将系统交流电压变换到与换流器直流侧电压相匹配的二次侧电压，以确保合适的开关调制度，减小输出电压和电流的谐波量。

换流电抗器是柔性直流输电系统的一个关键部

分，是换流器与交流系统之间功率传输的纽带，换流电抗器对换流器的功率输送能力、有功功率与无功功率的控制等影响较大；同时，换流电抗器能起到抑制短路电流和电压中的开关频率谐波量的作用。

直流侧电容器是换流器的直流侧储能元件，可以缓冲桥臂开断的冲击电流、减小直流侧的电压谐波，并为受端站提供电压支撑。

交流滤波器的作用是滤去交流侧的谐波分量，虽然柔性直流输电技术相较于常规直流输电技术可以大大减少低次谐波含量，换流电抗器对输出电流可以起到滤波作用，但输出电压中含有一定量的高次谐波，仍需要在换流母线处安装适量的交流滤波器以使输出电压的谐波畸变率满足相关谐波标准，但对交流滤波器的需求量较小。

（四）柔性直流输电主要参数选择

1. 换流器容量

换流器容量的确定主要取决于直流输电需求、无功调节要求、技术装备制造能力等因素。前两者需根据工程功能定位具体论证后确定，后者主要取决于IGBT最大通流能力和均压均流技术。

2. 额定直流电压

直流线路可采用电缆和架空线（宜配合直流断路器）两种形成。采用电缆时额定直流电压的选择主要受限于电缆制造水平，采用架空线时主要取决于IGBT均压技术。

3. 额定直流电流

额定直流电流的选择主要受限于IGBT等开关器件的通流能力及均流技术。目前，国内IGBT均流技术尚不完善，流过换流阀的正常工作电流峰值应限制在IGBT模块的允许电流以下，并留有一定裕度。

4. 变压器

（1）额定容量：变压器的额定容量应充分考虑系统有功、无功传输需求（考虑网损）和暂态过负荷需求进行设计，通常为输电容量的1.1～1.2倍。

（2）型式：变压器可以采用常规的单相或三相变压器，采用单相变压器时需配置四组，其中一组作为备用。

（3）联结组别：变压器通常为双绕组，根据系统情况、接地方式等的不同，可采用YNd接线、YNy接线（网侧直接接地系统）和Dyn接线、Yyn接线（网侧不直接接地系统）等形式。为了向换流站提供辅助交流电源，变压器也可以采用三绕组。

（4）变比：变压器的变比应充分考虑换流阀直流母线电压利用率并结合运行工况进行优化设计。确定联接变压器的分接头档距和级数时，需考虑交流系统的电压运行范围，并应保持联接变压器阀侧空载电压在交流侧电压变化时基本维持恒定。

联接变压器的阀侧额定电压即阀侧空载电压，确定阀侧空载电压的运行工况是满容量发无功的工况，此时调制比为1，联接变压器的变比$k$可按下式估算

$$k=\frac{2\sqrt{2}U_{S}\sqrt{(X^{*}P_{N}^{*})^{2}+(1+X^{*}Q_{N}^{*})^{2}}}{\sqrt{3}U_{d}} \tag{6-44}$$

式中 $k$——联接变压器的变化；

$U_S$——交流母线电压基波分量，kV；

$U_d$——直流电压，kV；

$X^*$——联接变压器和桥臂电抗器之和，标幺值；

$P_N^*$——直流额定有功功率，标幺值；

$Q_N^*$——直流额定无功功率，标幺值。

根据计算的联接变压器变比$k$值，即可求取阀侧额定电压值，其值与联接变压器的漏抗和桥臂电抗关系密切，根据工程经验，大致可以取单极额定直流电压的1～1.05倍。

（5）调压方式：为使换流站能够运行在最优的功率状况下，变压器交流侧绕组通常带有分接头，通过调节分接头来调节二次侧的基准电压，进而获得最大的有功和无功输送能力。

（6）短路阻抗：换流器等效换流电抗由变压器的短路阻抗和换流电抗器电抗值组成。影响等效换流电抗参数选择的主要因素是功率传输能力，为不显著影响功率传输能力，等效换流电抗不宜过大。其中换流电抗器的参数选择需考虑短路电流和电压中开关频率谐波量的抑制等因素；变压器的短路阻抗根据变压器制造时的经济合理条件取较小值，目前工程中一般采用10%～15%的短路阻抗值。

5. 接线方式

柔性直流输电系统接线方式主要包括“伪双极”接线和“真双极”接线两种。“伪双极”接线为单换流器构成自然双极结构，即极和换流器没有清晰区别开，换流器故障后会导致整个系统停运。“真双极”接线借鉴传统直流输电工程的接地方式，采用双换流器结构，直流侧设置专门的接地极（从双极结构中性母线经接地引线引入）；正极和负极相对独立，一极故障对健全极影响较小，可参照传统直流系统成熟的设计流程。“真双极”接线运行方式灵活多样，系统可靠性高，易于系统分期建设和增容扩建，但此方式下接地极占地面积较大，换流变压器需要采用专门的换流变压器以承受直流偏置电压。柔性直流输电系统常用接线方式如图6-20所示。

（五）国内外柔性直流输电典型工程

自1997年第一个工程投入工业试验运行以来，已有多个柔性直流输电工程投入商业运行。已投运的主要柔性直流输电工程技术指标见表6-36。

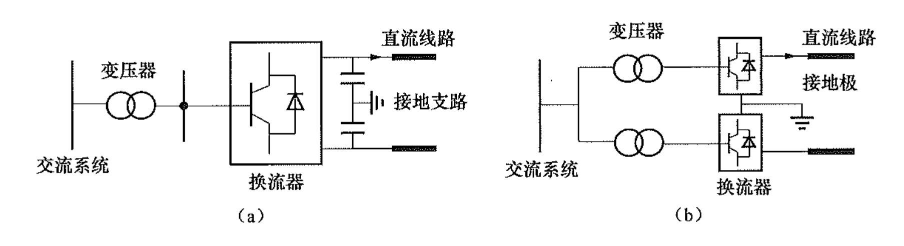



图 6-20 柔性直流输电系统常用接线方式
(a)“伪双极”接线；(b)“真双极”接线

表 6-36 已投运的主要柔性直流输电工程技术指标

| 工程名称 | 投运年份 | 输送功率（MW） | 直流电压（kV） | 线路长度（km） | 国家 | 应用领域 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Hellsjon | 1997 | 3 | ±10 | 10 | 瑞典 | 实验工程 |
| Gotland | 1999 | 50 | ±80 | 70 | 瑞典 | 风电并网 |
| Directlink | 1999 | 180 | ±80 | 65 | 澳大利亚 | 电网互联 |
| Tjaereborg | 2000 | 7.2 | ±9 | 4.3 | 丹麦 | 风电并网 |
| Eagle Pass | 2000 | 36 | ±15.9 | 背靠背 | 美国—墨西哥 | 电网互联 |
| Cross Sound | 2000 | 330 | ±150 | 40 | 美国 | 电网互联 |
| Murraylink | 2002 | 200 | ±150 | 180 | 澳大利亚 | 电网互联 |
| Repid | 2003 | 2×100 | ±13 | 背靠背 | 美国 | 电网互联 |
| Troll A | 2004 | 2×45 | ±60 | 70 | 挪威 | 海上采油平台供电 |
| Estlink | 2006 | 350 | ±150 | 105 | 芬兰—爱沙尼亚 | 电网互联 |
| Nord E.ON1 | 2009 | 400 | ±150 | 203 | 德国 | 风电并网 |
| Caprivi Link | 2009 | 300 | 350 | 970（架空线） | 纳米比亚 | 电网互联 |
| Valhall | 2010 | 78 | 150 | 292 | 挪威 | 海上采油平台供电 |
| Trans Bay Cable | 2010 | 400 | ±200 | 88 | 美国 | 城市供电 |
| 上海南汇 | 2011 | 18 | ±30 | 10 | 中国 | 实验示范 |
| Britain Ireland | 2012 | 500 | ±200 | 260 | 英国—爱尔兰 | 电网互联 |
| BorWin2 | 2013 | 800 | ±300 | 200 | 德国 | 风电并网 |
| HelWin1 | 2013 | 576 | ±259 | 130 | 德国 | 风电并网 |
| DolWin1 | 2013 | 800 | ±320 | 165 | 德国 | 风电并网 |
| 汕头南澳 | 2013 | 50/100/200 | ±160 | 40.7 | 中国 | 风电并网 |
| 舟山五端 | 2014 | 400/300/100/100/100 | ±200 | 141.5 | 中国 | 海岛供电 |
| HelWin 2 | 2015 | 690 | ±320 | 130 | 德国 | 风电并网 |
| SylWin1 | 2015 | 864 | ±320 | 200 | 德国 | 风电并网 |
| DolWin2 | 2015 | 900 | ±320 | 135 | 德国 | 风电并网 |
| 厦门柔直 | 2015 | 1000 | ±320 | 10.7 | 中国 | 城市供电 |
| Spain France | 2015 | 2×1000 | ±320 | 60 | 西班牙—法国 | 电网互联 |
| 鲁西联网 | 2016 | 1000 | ±350 | 背靠背 | 中国 | 电网互联 |

# 第四节 主干电网规划设计

## 一、主干电网规划设计的内容和要求

### （一）主干电网规划设计的内容

主干电网又称网架，是由区域或省级电网的重要发电厂的变电站、系统负荷中心的枢纽变电站、开关站、直流换流站以及连接各站的输电线路组成的电网，是整个电网中最重要的部分。一般包括该系统最高一级电压交流电网或再加上次一级电压交流电网，通常由送端系统、受端系统、区间联络线、大型电源接入系统的网络、直流换流站接入系统的网络和主要输电通道网络组成。

主干电网规划设计侧重于系统最高一级电压电网或再加上次一级电压电网。

### （二）主干电网规划设计的要求

（1）应重点研究系统最高一级电压和次高一级电压的骨干网络。

（2）系统主网络结构应坚强、灵活、简明清晰，便于调度运行管理，具有较高的安全稳定水平；对负荷和电源发展的不确定性具有一定的适应能力，满足系统发展需要。

（3）应具备较强的抗扰动能力。应具备承受失去大电源或发生严重单一故障的稳定储备能力，不应导致主系统非同步运行，不应发生频率崩溃和电压崩溃。

（4）应适应大型电源接入和大规模电力送受的需要。

（5）应能够适应向远期目标网架的发展过渡，便于分区供电和电磁环网解环规划的实现。

## 二、主干电网规划设计的特点及要点

### （一）构建的特点

不同区域的负荷、电源分布以及地理特点将影响并决定其主干电网的不同形态，包括电源送端输电通道、受端系统、联络线等。因此，各区域、各省的主网架结构均体现了各自电源、负荷分布及经济发展的特点。

主干电网是随着历史的发展逐渐形成的，并且其形态会因时因地发生一些变化，如在形成的初期一般为链式和放射性结构，随着电网的发展则在链式间逐渐加强横向联系，以达到增强电网输电能力、提升电网运行安全可靠性的目的。

以典型受端电网华东电网为例：1987 年，华东电网从 220kV 电网升级出现 500kV 电压等级，分别建成了从淮南洛河电厂—上海、苏北徐州电厂—上海 500kV 输电线路，形成了最初的淮沪和徐沪 U 形 500kV 网架。该网架主要用于大电源的送出，从华东的两大能源基地安徽淮南和江苏徐州建设坑口电厂，送电至华东长江三角洲的负荷中心，此时 500kV 和 220kV 电网共同构成了华东的主干网。随着社会经济的发展，华东电网又逐渐在长江三角洲形成区域 500kV 大环网，并分别通过安徽皖北和江苏苏北等电源基地多回主要输电通道接入大环网，500kV 与 220kV 间的电磁环网开始解环，220kV 电网分片运行，形成 500kV 华东电网主干网络。至 2015 年，随着特高压 1000kV 交流电网的建设，华东电网又进一步形成了由 1000kV 和 500kV 共同构成的华东主干网架。

### （二）规划设计的要点

1. 各级电压电网的功能定位

区内主干电网主要以输送电力为主，同时需满足电网安全可靠运行的要求。因此，通常区内主干电网在该区域最高一级电压交流电网中构建，但在最高一级电压电网尚未形成足够规模时，则将由最高一级电压和次一级电压交流电网中共同构建。因此，明确电网发展各阶段各级电压电网的功能定位，对主干电网的规划设计至关重要。

如，华东电网在 20 世纪 90 年代初期，500kV 交流电网起到的只是输送华东淮南和徐州两大电源点的电力，输电规模有限，此时华东主干网架是以 500kV 和 220kV 共同承载电力输送的，500kV 和 220kV 以电磁环网方式运行。20 世纪 90 年代后期开始，长江三角洲形成区域的 500kV 主网架，华东各省市逐渐实现了 500kV 与 220kV 电网解环运行。

又如，“十二五”初期，随着我国特高压交流 1000kV 技术的成功研发应用，华东电网出现了区域内的特高压 1000kV 电压等级，由于建设初期接入特高压电网层面的电源相比接入 500kV 的少，1000kV 电网尚未起到主要输电作用，但却是电网输电的一个重要组成部分。在受电端，一座特高压交流站（供电能力为 800 万～900 万 kW）可为 3～4 个 500kV 变电站供电，按照特高压站点的分布，每座特高压的供电范围较小，所能覆盖的供电面积占全网比例较低。因此，特高压交流站对于受端地区电网可视为一个“电源点”“支撑点”的作用。在送端特高压交流站点则起到汇集各电源点电能，同时提高送出稳定性的作用。在这个时期特高压电网也已经成为主网架的一部分，但还不具备独自构建区域主干网架的条件，特高压交流与 500kV 电网将共同构成主网架。

2. 分区间的电力流与通道连接

一般而言，区内各分区间的电力流决定了各分区之间通道数及其规模，而这些通道则形成了主网架的纵向结构，它们的主要作用是输送潮流。在进行设计时，应结合电网的特点，开展近远景电力供需平衡分

析，充分考虑在不同运行方式下分区间的送受电关系和电力流的变化。

通过对分区电力流的分析可初步确定主干电网的纵向结构，而对这些纵向通道间进行适当的横向联系加强，则可提高电网的可靠性。因此，一个坚强的主干网多由网格状、环网状等形态构成。由于主干电网是随着历史的发展逐渐形成的，因此，设计时应充分利用已有的电网资源，避免浪费，同时在考虑新增通道时应有一定的前瞻性。

3. 结构优化的关键技术问题

（1）标准和原则。一个区域（省级）电网的主干电网是在其区内电源接入系统、大型电源输电系统规划及受端系统规划等设计基础上形成的，因此，规划设计的主网架必须满足相关设计中的各项基本要求，可根据电网实际情况，拟订相应的若干主网架方案，并对网架方案进行潮流、稳定、短路的校核计算，同时，考虑到主干电网是一个电网的核心，还需要重视其抗风险能力，可针对密集重要负荷、沿海台风、冰雪严寒等地区适当考虑差异化的设计。

（2）短路水平。随着社会的发展，电网的密集度也越来越高，短路电流水平也逐渐成为各区域（省级）电网发展的一大重要限制因素。因此，在主干电网设计中，当考虑了足够的电源支撑后，电源的接入应适当分层；在满足安全稳定的基础上，电网间的互联宜适度。根据各种限制短路电流措施的效果，对于过于密集的电网，应优先通过优化电网结构、适度拉开电网中的电气距离，以降低并控制电网短路电流。通常采取的方法是：将电网划分为若干片区或组，片区或组内相对电力自我平衡或对外交换较小，然后对于片区或组之间的采用较弱的电气联系，在此基础上搭建合理可靠的主网架。片区或组的划分形式有多种，可以按照地理位置划分，也可以通过网架结构形态划分。

（3）新技术的应用。随着科技的不断发展，电网中的新设备和新技术层出不穷。一些新设备及新技术将给电网带来较大的效益，如大容量输变电设备、串联补偿装置、串联电抗器、柔性交直流输电技术等，在节约占地，提高输送能力，提高系统可靠性等方面有着各自不同的作用。在进行主网架规划设计时，应当将运用成熟可靠的新设备及新技术的方案纳入方案比较之中。

（4）接纳清洁能源的能力。区内主网架的规划应充分考虑电网对于清洁能源接纳能力的提升。网架设计时应研究清洁能源的出力特性变化对电网运行带来的影响，同时还应考虑对清洁能源规模变化的适应能力。

4. 其他因素

电网建设的外部条件在一些地区渐渐成为方案的一个限制性因素，如在一些负荷密集的中心地区，土地资源匮乏，电力通道建设困难。因此，主网架方案的拟订必须考虑输电线路走廊的可行性并纳入技术经济比较，否则方案难以实施，或实施的代价很大。

此外，对于技术方案的考虑则需在满足电网的安全稳定基础上，全面分析方案对系统可靠性。对于重要的可变因素如负荷水平、电源建设的变化进行敏感性分析，以考核电网结构的灵活性和适应性。

## 三、大型电源送出输电系统规划

大型电源送出输电系统规划设计工作一般在项目初步（或预）可行性研究阶段开展，成果及评审意见用于指导开展电厂接入系统设计工作。

集中开发的大型能源基地和流域梯级水电电源项目需要开展此项研究。对于其他电源项目，若存在不定因素多、建设工期长等情况，也可在项目初期开展此项研究工作。

大型电源输电系统规划设计的主要内容是确定电厂的送电方向和供电范围，论证电能消纳方案，研究输电方案，开展规划选站、选线工作，分析电价竞争力。不同的电源项目，研究的侧重点不同。

（一）一般要求

（1）以市场为导向、以安全稳定为基础、以经济效益为中心，在电网总体规划的指导下，远近结合，科学论证。

（2）对符合国家能源发展战略，在相同规划期间投产的电源群项目，宜针对规划期内投产总装机容量，统筹开展输电规划设计工作，研究电能消纳方案、电压等级、输电方式等。

（3）在设计过程中，要注意节约输电走廊资源。对送端电源结合布局和容量，适当分组打捆，研究送端电网合理的网架结构，要充分利用输电通道的输电能力。此外，还需对受端落点进行分析，必要时专题论证。

（4）大型电源项目输电系统规划设计完成后，若设计的边界条件发生较大变化，对原推荐方案产生较大影响时，需进行滚动调整。如规划容量、建设进度发生较大变化，或者送、受端电网规划，电网内其他重要电源建设进度发生较大变化对原推荐方案产生较大影响。

（二）输电方向和落点分析

（1）分析相关区域一次能源及其他资源情况，论证能源的合理流向及电源项目的市场定位。

（2）确定电力电量平衡的边界条件及有关原则。

（3）选择相关区域规划期内代表年进行电力电量平衡计算，必要时开展逐年（逐月）的电力电量平衡分析。根据目标市场电力电量平衡计算结果，确定合

理的送电容量和建设时序。

（4）对跨省或跨区送电的流域水电项目，应开展受端电网火电替代率、弃水电量、火电可变成本等计算。对跨省或跨区送电的风电场、光伏电站项目，应开展送、受端电网调峰平衡，分析送、受端电网消纳容量，结合输电的安全性和经济性，研究送电曲线，提出新能源与常规电源配置原则和比例。

（5）考虑输电成本、替代容量效益等因素，经综合经济比较，提出电源项目的供电范围和消纳方案。

（6）跨区送电项目，在确定区域电网电能消纳方案后，还应根据需要对分省消纳方案进行论证并提出推荐意见。

（7）必要时，对电源建设方案存在的不确定因素进行适应性分析。

## （三）输电方式的选择

### 1. 目的和意义

输电方式的选择，是确定大型电源送出采用交流、直流输电等传统输电方式，还是柔性直流输电、多端直流输电等新技术。不同的输电方式具有不同的输电特性，其功能定位和应用范围也不尽相同，选择合理的输电方式，一方面可以提升输电方案对电网发展的适应性，同时确保电网的安全稳定运行，另一方面也可以在保证安全的前提下降低工程的综合费用，充分发挥联网效益。

### 2. 直流和交流输电的应用特点

纯直流联网的优点是两端交流系统之间不存在同步稳定问题，电网结构比较松散、清晰，可以减少或避免大量过网潮流，在输电距离长、容量大时较为经济。但换流站造价高，传统直流线路中间又不能落点，因而运行上不灵活。直流输电的稳定性取决于受端电网有效短路比和有效惯性常数，直流系统的安全稳定运行需要依托交流电网提供坚强的电压、无功支撑和潮流疏散能力。直流输电故障率较高，突然失去输电能力时，大量的功率冲击容易引起送受端交流系统内部的稳定破坏。

交流联网应校核两端系统之间的稳定性，送电容量受稳定性的限制。但交流输电线路可以落点供给沿途负荷，具备网络构建功能，故障率总的来说较直流输电低；对于不太长的线路，送同样容量时，投资比直流方案少。

因此，在一定距离之内，交流输电是方便、灵活、可靠、经济的输电方式。只有在交流输电因稳定问题过于突出或经济性差时，才采用直流输电。

### 3. 输电方式选择的步骤

在对基础资料充分分析的基础上，根据输电项目要实现的系统功能要求，初选输电方式。在不同频率、没有相同电压等级的电网间实现输电时，采用直流输电方式。超远距离或跨国电网间的大容量、远距离输电项目一般采用直流输电方式。满足工程沿线电网多点负荷发展需要，有网络构建需求，一般采用交流输电方式。若无法通过系统功能定位来确定输电方式，则需对输电方式进行综合技术经济比较。

针对上述因素筛选出的输电方式，进行必要的电气计算，排除不能满足 DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》要求的输电方式。

对满足技术要求的输电方案进行运行期内的单位容量年费用比较。一般来说，随着输电距离和输电容量增加，直流输电的经济性逐渐优于交流输电。当输电容量和输电距离达到一定水平后，选择直流输电方式更优。

输电方式的最终确定，要统筹考虑方案经济性和安全性，经过综合比选，选取整体适应性更优方案。

## （四）电压等级的选择

电压等级主要取决于送电容量和送电距离两个因素，但彼此间并没有明确的一一对应关系，应根据具体工程的情况选定。在大多数情况下，一个大型电源送出工程项目电压等级，根据现有电压等级配置情况，设计者凭经验就能选定。在设计者经验范围内难以明确电压等级时，就需要应用电网规划设计方法，拟订多个包含参选电压等级的电网结构方案，进行比较后选定。

### 1. 交流输电电压等级的选择

交流电压等级的选择要遵循远近结合、经济合理等原则，从标准电压系列中选取。交流电压等级的选择方法主要分为三类：第一类方法是通过限定与电压等级相关的参数，筛除不符合条件的电压等级方案，进行初选，如电力损失限定法；第二类方法是通过输电距离、输电容量等参数，依据各电压等级的经验适用范围选择相应的电压等级，如经验数据法、经验公式法；第三类方法是针对两个或多个具体比选方案，通过经济性比较得到经济性更优的电压等级方案，如单位容量年费用法。

### 2. 直流输电电压等级的选择

直流输电电压等级的确定通过方案比选、经济性比较、综合分析三方面，具体步骤如下：

（1）对额定电压进行初选，传统上有瑞典 E.乌尔曼经验公式、西德经验公式。考虑直流输电技术和设备的成熟化，当计算得到的直流电压等级接近我国已投产直流工程的电压等级时，可采用既有直流配置进行比较；若计算得到的电压等级介于两个已投产直流工程电压等级之间时，两个电压等级均可作为备选方案。

综合考虑合理的电压级差和输电容量、输电距离等需求，我国的直流额定电压主要确定为±500、±660、±800、±1100kV 四个等级，实际工程在上述

电压等级中选取。

（2）确定各方案基本配置参数，如额定电流、导线截面等，考虑工程造价、电价、利用小时数等因素，计算各初选方案单位输电容量的年费用并进行比较。拟订的各方案可以采用不同的电压等级，也可采用不同的导线截面，其成本、费用均纳入单位容量年费用进行计算比较。

（3）在经济性比较的基础上，综合分析初选方案的各方面因素，如站址、走廊用地是否紧缺，接地极占地是否可行，直流馈入后受端电网的安全稳定性等。综合考虑各项技术、经济因素，选取合理的直流输电电压等级。

（五）输电方案

根据电能消纳分析结果，结合输电走廊条件和电网总体规划的要求，从技术性和经济性以及实施的现实性等方面，论证并选择输电方式、电压等级，并对受端电网落点进行分析，拟订电厂输电比较方案和必要的过渡方案。

（六）技术经济综合分析

（1）对拟订的比较方案进行电气计算。分析比较各方案的潮流分布、网损、输电能力和电网稳定水平和短路电流水平等。考虑各种影响因素，通过技术经济综合比较，提出推荐方案。

（2）对推荐方案应进行典型方式潮流计算、短路电流计算，严重故障条件下的稳定计算，进一步检验推荐方案的可行性和合理性。

（3）进行推荐方案输变电建设项目投资估算，列出投资估算采用的经济指标、输变电建设项目、分项投资和总投资。

（4）对电源项目前期研究阶段需要的系统配合资料，包括出线电压等级和出线回路数、电源项目主要电气设备和参数选择等提出初步意见。

（5）对交流输电方案，应充分考虑串联补偿、紧凑型导线、同塔多回路等技术的应用。

（七）规划选站和选线

（1）对规划站址（直流输电含接地极）进行现场踏勘，初步分析站址建设条件；规划选线应尽量利用以往勘察设计成果和卫片选线等技术在室内进行，必要时对重点路径或条件较差的重点路段进行现场踏勘，并与规划、国土等地方政府部门进行初步沟通，避免因站址或路径原因颠覆输电方案。

（2）简述路径方案中不同输电走廊的自然条件，包括地质地貌、矿产分布、交通、气象等情况。

（3）根据选线工作开展情况，必要时另行开展输电走廊规划选线专题研究。

（八）电价竞争力分析

（1）计算电源项目的上网电价，一般由电源项目本体设计报告中取得。

（2）根据电价政策，提出输电电价测算原则，并测算推荐方案的输电电价。

（3）若送电量等因素发生变化对输电电价产生影响时，应进行敏感性分析。

（4）上网电价加上输电电价即为电源项目的到网电价，并对到网电价竞争力进行分析。

## 四、受端系统规划

受端系统是电力系统中以接受电能为主的局部系统，其特点是以负荷密集地区为中心，包括区内和近邻电厂在内，仍无法实现供需平衡，需要接受外部及远方电源输入电能。受端系统是电力系统的重要组成部分。

（一）规划要求

受端系统规划的基本要求如下：

（1）合理安排受端系统供需平衡，落实外部电源；

（2）应按照电网电压等级和供电区域，合理分层分区；

（3）网架规划满足 $N$–1 原则。即在正常运行方式（含计划检修方式）下，系统中任一元件（发电机、线路、变压器、母线）无故障或因故障停运，应能保持电力系统的稳定运行和正常供电，其他元件不过负荷，电压和频率均在允许范围内；

（4）合理控制短路电流。

（二）外受电分析

1. 规模及输电方式

受端系统规划应首先确定外受电规模及输电方式。影响受端系统外受电规模的因素有多个方面，包括国家能源产业政策、受端系统的电力供需缺口、外来电特性等，受端系统的外受电规模一般结合电源规划研究，拟订多个方案进行技术经济综合比较分析后确定。外受电的输电方式需结合外受电规模、输电系统及受端电网的安全稳定、输电方案的经济性等方面进行充分研究，一般通过大型电源送出输电系统规划设计进行确定。

受端系统的外受电一般应以上一级电网规划为基础，并根据受电地区电网的实际情况进行优化论证。

外部电源宜经相对独立的送电回路接入受端系统，在送端应尽量避免电源群或送端系统之间的直接联络，在受端应尽量避免送电回路落点过于集中。每一组送电回路的最大输送功率所占受端系统总负荷的比例不宜过大。具体比例可结合受端系统的安全稳定水平等情况进行分析确定。

2. 落点及并网方式

受端系统外受电的落点和并网方式选择，总体上可参照以下流程：

（1）通过对受端系统整体的电力电量平衡分析，初步判断一定规模的受端系统能否承受拟订容量的外受电；

（2）通过对受端系统的分区电力平衡分析，结合电网结构特点，确定外受电在受端系统的消纳方向和范围，提出外受电落点；通过与送端的系统方案相结合，确定输电系统交直流并网方式的初步方案；

（3）针对各类可行的落点和并网方式，分别提出若干具体的接入系统方案，重点针对可能影响并网方式的因素进行潮流、稳定、短路计算校核，影响并网方式的主要因素包括外受电出力特性、受端系统负荷水平、电网运行方式、开机及备用方式等，通过综合技术经济比较，确定外受电的接入系统方案。

受端系统外受电接入系统方案设计流程可参考图6-21。

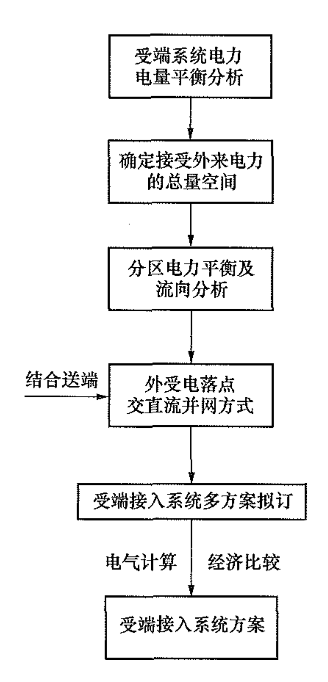



图 6-21　受端系统外受电接入系统方案设计流程图

### （三）网架规划

受端系统的网架规划重点是要保障系统的安全稳定和可靠运行，网架的设计主要考虑以下三个方面：

1. 满足对外部电力的消纳

外部电力接入系统网架和受端电网关键输电断面应能够满足各种运行方式下潮流变化的需要，具有一定的灵活性，并能适应系统发展的要求。在发生 $N$-1 事故情况下系统应能保持稳定，并具有足够的潮流转移能力，且不致使其他元件超过规定的事故过负荷和电压允许偏差的要求。

对于接受外部电力容量较大的系统，应对系统发生严重故障的情况进行校核，对于系统失稳的方式要有可行的安全稳定控制措施。

2. 保障电网的供电可靠性

为满足受端系统的供电可靠性，受端电网一般形成较为紧密的网络结构。网络结构形式一般为环网或多环网结构。

枢纽变电站的规模要同受端系统的规模相适应，受端系统中大城市负荷中心的枢纽变电站容量不宜过于集中。当任一变电站全停时，不致引起受电地区全停，同时应采取自动措施，以保证重要负荷的安全供电。变电站的配置应有利于简化低一级电压网络，实现分片供电。

3. 保证合理的电压水平

电力系统中无功电源的配置决定了各点的电压水平，为适应各种运行方式，受端系统要有足够的无功补偿容量。远距离外来电力对受端系统而言仅输送了有功电力，无功需要依靠受端系统自我平衡。同时根据外来电输电方式及运行方式的不同，受端系统还可能需要配置一些无功补偿容量来参与输电系统的无功平衡。如在直流输电的小方式下，输电系统有可能需要受端系统提供一定的感性无功，以平衡直流最小滤波器组需求所产生的容性无功。

### （四）受端系统安全稳定水平提升

1. 增强受端系统强度

受端系统越强，越有能力接受外部远方大容量电厂送入的大量电力。较强的受端系统具有较高的短路容量、足够大的惯性以及紧密的联系等特点，可以使受端系统内部各同步电机在各种暂态情况下保持同步运行，维持较高的稳定水平。

加强受端系统应力求减少受端系统的电源阻抗，具体的方法有：

（1）加强受端系统内部骨干电网、相邻主要负荷集中地区（包括电源）内部及其彼此间的网络联系。

（2）在受端系统内建设一定量的直接接入主网电压的地区主力电源，加强对受端系统的电压支持。

2. 加强受端系统与外界的联系

受端系统作为电网的一部分通常还与周边其他电网间保持交流联系，在系统发生故障时，周边其他电网也会对受端系统提供支持。为保证受端电网失去外部来电后的安全稳定，受端电网应与周边其他电网间建设有足够强度的交流通道，并在运行时留有一定的电力输送裕度。

3. 提供有力的动态无功支撑

受端系统应有无功功率事故补偿能力，增加受端电网的动态无功储备可提高系统的电压稳定水平，其中外来电力落点附近区域的动态无功支撑能力尤为重要。发电机是最经济有效的动态无功储备电源，在事故时不仅可以提供有功支援，还可提供一定的旋转无功备用，在受端系统应建设一定量的电源装机以

对系统提供支撑。动态无功补偿装置还有SVC、STATCOM、调相机等，在系统发生振荡时，可快速发出无功电力，具有减少母线电压跌落、加速电压恢复、增强系统振荡阻尼的作用。在换流站周边站点安装动态无功补偿装置，可降低系统发生故障时换流站换相失败的概率，或减少换相失败次数，提升受端系统电压稳定水平。动态无功补偿装置宜接于缺乏电源支撑，系统强度不高的受端区域。

4. 合理安排受端系统运行方式

受端系统的旋转备用容量主要影响外部来电损失后的系统频率稳定水平。旋转备用由负荷备用和事故热备用构成。受端系统预留旋转备用能提高电网失去外来电力时的抵御能力。在实际运行中，各电网对旋转备用的选取有各自不同的规定。

以华东电网为例，在建设特高压直流之前，调度运行中规定的旋转备用容量并未考虑事故热备用，取值仅为最高负荷的2%。为应对特高压直流受入后对频率稳定的更高要求，全华东的旋转备用容量调整为按照华东电网最大单机容量以及直流双极最大受电功率之和取值。在考虑负荷频率特性的作用后，能够保证华东电网内任一单回直流双极闭锁后的频率稳定。

旋转备用容量总量充足，但分布在整个区域电网范围内时，为保证电网失去直流功率后的安全稳定，直流落点所在省电网必须与周边其他电网间建设足够强度的交流备用通道。

在各种运行方式下，应保障受端电网留有合适的旋转备用容量，在事故情况下提供足够的有功、无功支撑，以保证受端系统的安全稳定运行。

## 五、联网规划

联网规划的主要内容包括联网效益分析、联网方式，电压等级、安全稳定要求四方面。

### （一）联网效益分析

系统互联有利于资源的优化配置，可以取得联网效益。联网效益主要体现在电量效益和容量效益上：电量效益是指因联网获取的价格低廉的电量或不可用电量，包括减少弃水、弃风电量及降低运行经营成本等效益。容量效益是指联网可减少的互联电网的装机总量，包括错峰效益、调峰效益，降低备用容量效益、紧急事故支援效益及跨流域补偿效益。

但是，联网效益必须以联网工程的投资和年运行费用为代价，因此联网工程必须进行可行性研究，进行详细的技术论证和经济比较分析，权衡联网取得的效益和付出的代价，论证清楚联网必要性、联网方式、联网工程规模及经济效益等问题。

联网效益包括：

（1）错峰效益。由于各电力系统的负荷特性及地理位置、用电构成和负荷特性、电力消费习惯均不同，以及地区间存在时间差和季节差，因此，各个系统的负荷曲线不同，引起最大负荷出现的时间不同。联网后综合最大负荷小于系统最大负荷之和，峰谷差也要减小，系统互联可获得错峰效益，减少各系统装机总容量，减少调峰容量需求。

（2）补偿效益。补偿效益包括：由于各地区能源资源分布不相同，电网互联，可以将煤炭资源丰富地区的大型火电基地的能源输送给资源匮乏地区；在水电资源丰富的地区建设大型水电厂，由于各水电厂所处河流来水和水库调节特性不同，联网后可对系统进行跨流域的水电补偿调节；在风能和太阳能等新能源丰富的地区建设大型新能源电厂，向有消纳能力的地区输送而获得的效益。

（3）备用效益。联网后，各电网相互支援，可减少电力系统检修备用、负荷备用、事故备用容量。各系统发生故障或事故时，联络线可以提供互相紧急支援，避免大规模停电事故，提高系统的安全可靠性，减少停电损失等。

（4）提高电能质量。电力系统负荷波动会引起频率变化，由于电力系统容量增大，供电范围扩大，总的负荷波动比互联前各地区负荷波动之和较小，因此引起的系统频率变化也相对较小。同样，冲击负荷引起的频率变化也较小。

（5）规模经济效益。联网后电力系统规模扩大，发电设备总容量增加，可选择在能源资源丰富的地区建设造价和运行费用较低的大容量机组。实现互联电网的经济调度，可获得补充的经济效益。

（6）电网建设效益。联网后，可以经济地利用各种能源资源，提高有功功率经济交换效益，节约连接两个地区电网的送变电及有关设施的投资及运行费用。

### （二）联网方式

联网方式有同步联网、非同步联网两种，应根据联网性质、联网容量、距离及两电网系统特点，进行技术经济比较后确定。

1. 同步联网

同步联网包括交流方式或交直流混合方式。以下仅对交流方式进行介绍。

联网优点：①联网线路长度在交直流等价距离以内的联网，交流同步联网一般较为经济，常用于周边联网；②便于分散落点、就近供给负荷；③可根据供电需要在中间开口落点或分期建设，能比较灵活地适应电网变化。

联网缺点：①交流网架较弱时，交流同步联网可能出现同步稳定问题，这种情况常常出现在负荷分散或负荷密度较低的电网间互联；②当系统发生多重故

障或连锁反应时，由于电网间的相互影响而导致事故扩大或大面积停电的可能性增加；③由于系统中发电机采用快速励磁后，在改善系统同步力矩提高暂态稳定的同时，减弱了系统的阻尼力矩，电网弱互联可能会出现负阻尼，引发低频振荡，影响系统的安全运行，使联络线输电容量受到限制；④联络线潮流不易控制，要防止正常运行时的环流及事故时功率转移的冲击及影响；⑤交流同步联网易引起联网点附近的短路电流上升，以及无功和电压控制问题。

交流联网还可采用一点联网、多点联网及交直流混合的联网方式。

采用一点联网。一点联网是两个电网互联的节点各自只有一个。运行中易于控制，事故时易于采取措施。

采用多点联网。分为环形联网和密集式联网：环形联网是网间联络线与被联电网构成不同形态的环网；密集式联网一般是指两个互联的电网相距较近、联络线较多、较密集，互联电网很强，在技术上可以看作一个整体，但经济上可以联络线核算电量。

2. 非同步联网

非同步联网为采用直流方式的联网，主要应用于：不同频率或频率控制不兼容电网间的联网；跨海电网间联网（电缆长度超过几十千米）；采用交流联网不经济的电网，通常是大容量远距离输电的电网；两个庞大电网间互联并要求控制潮流和便于运行调度的电网。

交流联网的一些缺点可以用直流联网消除，同时还能利用直流输电优势改善原交流电网的运行性能。采用直流联网，由于直流输电系统的隔离作用，一侧系统事故不波及另一侧系统，另外直流联络线的潮流完全可按调度事先安排命令进行控制，不必采取联络线偏差控制。

工程中所采用的直流联网有以下两种类型：

（1）背靠背直流联网。其特点是整流和逆变放在一个背靠背换流站内；无直流输电线路；可选择较低的直流电压和较小的平波电抗值；可省去直流滤波器，降低换流站的造价。另外，它还可以比远距离直流输电更为方便地调节换流站的无功功率，来改善被联电网的电压稳定性。对于电力系统之间的弱联系，采用背靠背联网更为有利。

（2）远距离大容量直流输电同时又具有联网性质。当送端电网的大型发电厂或电源基地向远方的受端电网送电时，选择直流输电方式，可以利用直流输电的优点，既解决了送电问题，又实现了两个电网的联网。

（三）电压等级

联络线电压等级的选择，应按照所需要传输的电力电量、线路的距离等因素来确定，一般宜与电网最高一级电压一致。如采用低压线路联网，不仅传输容量有限，而且联网效益也不易发挥。

（四）安全稳定要求

（1）对于为相邻系统担负规定事故支援任务的联络线，当两侧系统中任一侧失去大电源或发生严重单一故障时，联络线应保持稳定运行，且不应超过事故过负荷能力的规定。

（2）在联络线因故障断开后，要保持各自系统的安全稳定运行。

（3）电网间有两回及以上交流联络线多点联网时，不宜构成弱联系的大环网，并要考虑其中一回断开时，其余联络线应保持稳定运行并可转送规定的最大电力。

（4）对交流弱联网方案，应详细研究对电网安全稳定的影响，经技术经济论证合理后方可采用。

（5）对交直流混合的联络线，当直流线路单极故障时，在不采取稳定措施的条件下，应能保持交流系统稳定运行，当直流线路双极故障时，也应能保持交流系统稳定运行，但可采取适当的措施。

（6）对于输送较大电力的交流或直流联络线，要考虑联络线输送电力所占受端系统负荷的比重不宜过大，并与受端电网备用容量及有关措施相适应，同时在联络线故障中断时，保持各自系统的安全稳定运行。

（7）对于交流联络线，两侧系统的主要电厂都应配备自动发电控制装置，实现联络线功率的偏差自动控制，这样才能随时保持每一侧系统内的供需基本平衡，避免当一侧系统负荷波动时，联络线潮流发生较大变化。这项措施应作为联网的必要条件。

## 第五节　发电厂接入系统设计

发电厂接入系统设计主要包括接入系统的一次部分和二次部分，本节仅介绍接入系统的一次部分，研究电厂与电力系统的关系，论证电厂送电方向、出线电压等级、出线回路数，提出系统对电气主接线及有关电气设备参数的要求。

发电厂接入系统设计应以电力工业规划、电网规划设计、电源基地输电规划和审定的电力系统设计为指导。跨区、跨省送电的大型电源项目，流域梯级水电站群项目，近区火电、核电、新能源比较集中的新建电厂接入系统设计应在电厂输电系统规划设计完成后，以评审的输电系统规划设计成果为基础，研究该电厂接入系统的具体方案。一般在电厂项目可行性研究阶段进行，是电厂项目可行性研究内容之一，作为电厂送出工程可行性研究的依据。接入系统方案设计的重点是电力电量平衡、接入系统方案论证及有关的

电气计算。

## 一、接入系统设计原则

为保证电力系统安全稳定运行，发电厂接入系统应遵循以下原则：

（一）分层原则

分层原则是指按网络电压等级，即网络传输能力的大小，将电网划分为由上至下的若干结构层次。为了合理充分地发挥各级电压网络的传输效益，一般来说，不同容量的电厂（和负荷）应当分别接到适应的电压网络上。

在受端系统建设主力电厂，不能单纯着眼于就地供应负荷。作为大电网还有一个主要作用是实现对受端系统的电压支持，提高全网的稳定水平，以接受更多的由远方电源送来的电力。建设电厂就地供应负荷，只是大电网形成前的习惯概念。在发展大电网以后，为了提高电网的稳定性与灵活性，简化电厂与网络接线或取得短路电流的合理配合，从选择配置断路器等设备考虑，将大容量的电厂接入相适应的高压电网，并由高压电网向地区负荷供电，已是世界各国发展的共同趋势。

（二）分散外接电源的原则

发电厂接入系统主要分为电压母线（联网）方式和单元式两种方式。

对国内、外重大电网事故进行分析，总结出一个关于电网结构的结论，必须引起充分注意，即对于小电网，由于其电源有限，发生事故时一般不希望切除电源，否则会损失更多负荷，但对于大电网要防止全网性崩溃。上述这种对小电网保电源的做法应该纠正，若系统发生故障，要在减少输电能力的同时，切除相应的电源容量，这种重点保全电网而不是仅保留个别电源的做法，是保证电网在严重故障时不发生恶性连锁反应，防止全网崩溃瓦解事故的十分重要的经验。

根据我国电网的实际情况，电网规模越大，越宜采用单元式电厂接入方式，因为这种结构方式可以满足上述要求，即在结构上消除恶性连锁反应隐患。

采用单元式接入系统方式，是防止一组送电回路输电容量过于集中的有效方法。当某一组送电回路发生故障时，只有此一组送电回路的电厂处于送电侧，其他送电回路的电厂皆处于受电侧，加强了对受端系统的支持，这样不仅使一个本来很复杂的电网稳定问题变成接近于单机对无穷大系统的方式，而且通过稳定计算分析及运行实践证明，单元式接入系统与在送电侧将几个单元互联的方式比较，会得到更高的稳定水平或更大的输电容量。

分散外接电源与加强受端系统是从结构上保证电网安全稳定运行的两个重要方面。分散外接电源可以避免严重事故时因负荷转移而出现扩大停电事故，即为了与受端系统配合，任何一个送电回路的电力不过于集中，从而使受端系统真正发挥电网核心作用。

在遵循上述基本原则的基础上，发电厂接入系统设计原则还要考虑如下因素：

（1）发电厂的规划容量，单机容量，本期建设容量、输电方向和送电距离及其在系统中的地位与作用。

（2）简化电网结构及电厂主接线，减少电压等级及出线回路数，降低网损，调度运行及事故处理灵活。

（3）断路器的断流容量对限制系统短路水平的要求。

（4）对系统安全稳定水平的影响。

（5）对各种因素变化的适应性。

## 二、接入系统安全稳定标准

电厂接入系统设计时应满足DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》要求。

（1）电厂送出线路有两回及以上时，任一回线路事故停运，若事故后静稳定能力小于正常输电容量，应按事故后静稳定能力输电。否则，应按正常输电容量输电。

（2）对于火电厂的交流送出线路三相故障，发电厂的直流送出线路单极故障，必要时可采取切机或快速降低发电机组出力的措施。

（3）对于利用小时数较低的水电站、风电场等电厂送出，应尽量减少出线回路数，确定出线回路数时可不考虑送出线的 $N$–1 方式。水电厂的送电回路的传输能力，应能适应大发水电和调峰的需要。为利用季节性电能专门架设长距离的线路，可在技术经济论证后确定。

（4）核电站送出线路出口应满足发生三相短路不重合闸时保持稳定运行和电厂正常送出。

（5）大型水电、火电能源基地的电力需要向远距离的受端电网输电时，宜经相对独立的输电通道接入受端系统，尽量避免电源或送端系统之间的直接联络和输电回路落点过于集中。每一个输电通道的最大输送功率所占受端系统总负荷的比例不宜过大，具体比例结合受端系统的具体条件确定。送端电厂之间及同一方向输电的多个输电通道之间是否连接应通过论证确定，在技术经济指标相差不大的情况下，应优先推荐不连接的方案。

## 三、接入系统电压等级

（1）发电厂接入系统的电压不宜超过两种。

（2）根据发电厂在系统中的地位和作用，一定规模的电厂或机组，应直接接入相应一级的电压电网。在负荷中心建设的主力电厂宜直接接入相应的高压

主网。

（3）对于主要向远方送电的主力电厂，宜直接接入最高一级电压电网。对于带部分地区负荷而主要向远方送电的主力电厂，必要时可以出两级电压（不超过两级）。如采用联络变压器，则应经过技术经济论证。需要远距离输送的风电场群、光伏电站群，宜通过汇集站经统一规划的输电通道集中外送。

（4）单机容量为500MW及以上机组，一般宜直接接入500（750）kV电压电网。200～300MW的机组，应结合电厂的规划容量，考虑本条所列因素，经技术经济论证以确定直接接入220～500kV中哪一级电压的电网。单机容量为100MW左右的机组，一般宜直接接入220kV电压电网。如采用联络变压器，则应经过技术经济论证。

（5）对于受端系统内单机容量为300～600MW的主力电厂，应根据分层、分区电力平衡结果，经技术经济比较后，确定直接接入哪一级电压的电网。对于弱受端系统，为了提高受端系统电压支撑，主力电厂可直接接入最高一级电压电网。对于负荷密度大、短路电流水平高的电厂，可根据电厂规模及电网需要将机组全部或部分接入地区电网，但出线的电压不应超过两级。

## 四、接入系统方案

按照节约走廊、简化接线、过渡方便、运行灵活、安全可靠、经济合理、降低短路电流的原则，考虑远近结合，对方案进行技术经济比较，对电力系统中的不确定因素和变化因素应作敏感性分析。

对于区域性电厂，应重点研究该电厂与大系统的有关问题；对于地区性电厂，宜重点研究该电厂与地区系统的有关问题；对于水电厂，则应重点研究扩大联网后发挥调峰或补偿调节效益等问题。

发电厂接入系统的接入点选取原则应考虑如下因素：

（1）不仅应考虑接入点自身是否具备条件，还要注意接入点所在地区电网、省级电网或区域电网的负荷分布、电源布局的合理性。

（2）应使发电厂的送电方向与整个区域、省或地区内的能源流向、电力流方向一致，避免煤电倒流、迂回送电。

（3）应避免发电厂与发电厂之间互联，特别是向远方送电的主力电厂之间，应避免送端互联。

（4）在负荷中心或距负荷中心较近的发电厂，应简化发电厂与系统的接线方式，优先采用点对网的接入方式，尽量避免发电厂环在受端系统的环网内。

（5）在枢纽变电站附近的发电厂，应研究不设高压母线而采用发电机—变压器—线路的单元方式直接接入枢纽变电站。

## 五、主要技术参数

### （一）主变压器的要求

电厂接入系统设计需要提出主变压器的参数规范，包括额定电压、容量、台数、阻抗，调压方式（有载或无励磁），调压范围、分接头以及主变压器中性点接地方式（当经电抗接地时，要包括其参数）。

1. 发电厂主变压器容量和台数的确定

（1）具有发电机电压母线的主变压器。连接在发电机电压母线与系统之间的主变压器容量，应按下列条件计算。

1）当发电机电压母线上负荷最小时，能将发电机电压母线上剩余容量送入系统，但可不考虑出现频率极少的最小负荷的特殊情况。

2）当发电机电压母线上最大一台发电机组停用时，能由系统供给发电机电压母线的最大负荷。在电厂分期建设过程中，在事故断开最大一台发电机组的情况下，通过变压器向系统取得电能时，可以考虑变压器的允许过负荷能力和限制非重要负荷。

3）根据系统经济运行的要求（如充分利用丰水季节的水能）而限制本厂输出功率时，能供给发电机电压的最大负荷。

4）按上述条件计算时，应该考虑负荷曲线的变化和逐年负荷的发展。特别注意发电厂初期运行，当发电机（电压母线上）负荷不大时，能将发电机电压母线上的剩余容量送入系统。

5）发电机电压母线与系统连接的：对主要由发电机电压供电、而系统电源仅作为备用的地方电厂，则只允许装设一台主变压器作为发电厂与系统间的联络；对小型发电厂，接在发电机电压母线上的主变压器宜设置一台；对装有两台主变压器的发电厂，当其中一台主变压器退出运行时，另一台主变压器在允许正常过负荷范围内，应能输送母线剩余功率的70%以上。

（2）单元接线的主变压器。发电机与主变压器为单元连接时，主变压器的容量可按下列条件中的较大者选择：

1）接发电机的额定容量扣除本机组的厂用负荷后，留有10%裕度。

2）按汽轮发电机组的最大连续输出容量扣除本机组的厂用负荷。

3）当采用扩大单元接线时，应采用分裂绕组变压器，其容量应等于按上述1）或2）算出的两台机组容量之和。

（3）连接两种升高电压母线的联络变压器。

1）满足两种电压网络在各种不同运行方式下，网

络间的有功功率和无功功率的交换。

2）其容量一般不小于接在两种电压母线上最大一台机组的容量，以保证最大一台机组故障或检修时，通过联络变压器来满足低压侧负荷的要求，同时也可在线路检修或故障时，通过联络变压器将其剩余容量送入另一侧系统。

3）为了布置和引接的方便，联络变压器一般装设一台，最多不超过两台。

4）联络变压器一般采用自耦变压器。在按上述原则选择容量时，要注意低压侧接有大量无功设备的情况，必须全面考虑有功功率和无功功率的交换，以免限制自耦变压器容量的充分利用。

发电厂主变压器单台容量选择可参考表6-37。

**表6-37　发电厂主变压器单台容量选择**

| 额定电压（kV） | 额定容量系列（MV・A） |
|---|---|
| 1000 | 1140、1200 |
| 750 | 720、780、1140 |
| 500 | 120、160、240、300、370、400、420、480、600、720、750、780、860、1140、1170 |
| 330 | 90、120、150、180、240、360、400、720 |
| 220 | 31.5、40、50、63、90、120、150、180、240 |
| 110 | 6.3、8、10、12.5、16、20、25、31.5、40、50、63 |
| 66 | 6.3、8、10、12.5、16、20、25、31.5、40、50、63 |
| 35 | 2、2.5、3.15、4、5、6.3、6.3、8、10、12.5、16、20、25、31.5 |

2. 主变压器型式、阻抗和电压调整方式的选择

（1）主变压器型式的选择。变压器可采用的型式包括三相三绕组式、三相双绕组式、单相三绕组式、单相双绕组式四种。采用何种变压器型式应根据变压器的系统电压要求、变压器的容量、运输条件、变电站布置要求以及经济性等因素进行综合考虑，提出主变压器型式选择意见。

（2）主变压器阻抗的选择。发电厂升压变压器的短路阻抗选择应综合考虑电力系统稳定要求、调相调压及并联运行的要求、短路电流水平控制、主变压器损耗水平等方面的因素，还应考虑短路阻抗值选取对变压器的质量、尺寸和费用的影响。

（3）主变压器电压调整方式的选择。变压器分接头范围的选择主要与母线电压的变化范围有关，要适应在正常运行方式和事故运行方式下的电压波动。发电厂接入系统设计阶段一般通过调相调压计算来确定变压器分接头范围。

发电厂升压变压器在能满足电压正常波动情况下一般采用无载调压方式，无载调压变压器抽头宜选用±2×2.5%。经调压计算论证确有必要且技术经济比较合理时，可选用有载调压型，有载调压变压器抽头宜选用±8×1.25%。发电厂升压变压器选择有载调压方式的原则如下：

1）发电厂的升压变压器，当发电机运行出力昼夜变化大时；发电厂与电网连接的联络变压器，其传输功率的送受方向昼夜变化多时，设计中应优先考虑选用有载调压方式。

2）接入35kV及以上的风电场、光伏电站的升压变压器一般选择有载调压变压器。

我国发电厂用升压变压器基本参数见附录A。

（二）出线截面和回路数以及电压等级

发电厂出线回路数及导线截面，应根据发电厂送出电力的两大因素——送电容量和送电距离确定。参照第六章第一节中“交流线路输电能力及导线截面选择”，选择与之相匹配的送出线路的导线截面和回路数，以满足正常方式时导线运行在经济电流密度附近，事故情况下不超过导线发热电流的要求，以及其他一些有关的技术标准。

（1）在满足规定技术要求的前提下，应尽可能加大发电厂送出线路的导线截面，减少发电厂出线回路数，这样不仅可以节约土地资源和减少对环境的影响，在经济上也是有利的。

（2）应按发电厂规划容量一次规划送出线路的回路数和导线截面，视具体情况考虑在建设中分步实施或一次建成。

（3）当发电厂通过远距离输电系统送电时，送出线路应优先采用紧凑型送电线路并在送出线路中间建设开闭站、加装串联补偿等提高输电能力的措施。

（4）在大城市或线路路径困难地段，发电厂送出应优先采用同塔双回路或多回路的送电线路。

（5）发电厂每一组送电回路的最大输送功率所占受端总负荷的比例不宜过大，除应保证正常情况下突然失去一回线时系统稳定以外，还须考虑严重故障、如失去整个通道（所有回路）时，保持受端系统电压与频率的稳定。

（6）各类发电厂出线回路数应该采取区别对待的原则：

1）设备利用小时较高的发电厂，送出线路原则上应满足$N$–1标准，但在过渡年或电网耗资巨大且经技术经济论证后，允许降低送出标准，任一回送出线路三相故障后允许采取切机手段，但应满足单相瞬时故障保持稳定的要求；当发电厂仅有一回送出线路时，送出线路故障或无故障导致失去一台以上发电机组，可按满足$N$–1考虑。

在500/220kV电压系列的电网中，一般情况下，大中型燃煤发电厂的容量与出线回路数有一个大致的匹配关系：8×600MW机组的发电厂——3～4回500kV出线；4×600MW机组的发电厂——2回500kV出线；2×600MW机组的发电厂——1～2回500kV出线，但位于大负荷中心的发电厂也不排除出2回大导线截面的220kV线路可能；2×300MW级机组或2×200MW的发电厂——2回220kV出线。供热发电厂，应考虑电网故障后满足机组对地区供热要求，一般以两回线接入系统。

2）设备利用小时较低的水电厂、抽水蓄能电站，送出线路$N$–1时，允许采取切机措施。

3）风电场、光伏电站虽然是我国大力发展的可再生能源，但由于它的利用小时较低，出力具有随机性和不可控性，可考虑降低其送出线路的标准，在风电场、光伏电站以点对网送电至受端系统时，可以单回线接入系统。

4）风电场、光伏电站装机规模小于50MW时，宜采用110（66kV）及以下电压等级接入系统；装机规模为50～100MW时，宜采用110（66）kV电压等级接入系统；装机规模为100～200MW时，宜采用220（330）kV电压等级接入系统；装机规模为200～600MW时，宜采用220（330）kV电压等级接入系统；装机规模为600～1000MW时，宜采用220（330）kV电压等级汇集后以500kV电压等级接入系统；装机规模为1000～5000MW时，宜采用220（330）kV电压等级汇集后以500kV电压等级接入系统；装机规模为5000MW以上时，宜采用220（330）kV电压等级汇集后以750（1000）kV电压等级或直流输电方式接入系统。

（三）系统对电厂电气主接线的要求

（1）电厂电气主接线应根据电厂在电力系统中的地位、规模、连接元件总数、设备特点等确定，并满足可靠性、灵活性和经济性的要求。

（2）要结合电气设备的可靠性，尽可能简化电厂电气主接线。

（3）若大型电厂处于电网结构比较紧密的负荷中心，出两级电压时，发电厂不宜装设构成电磁环网的联络变压器，若厂内需要装设联络变压器应进行详细论证。

（4）系统需要解环、解列运行时应对有关的发电厂、变电站主接线方式提出要求。

（5）电厂电气主接线可靠性一般应满足以下条件，必要时可进行可靠性的定量分析：

1）断路器检修不宜影响对系统供电；

2）断路器或母线发生故障以及母线检修时，应尽量减少设备停运及停运时间；

3）尽量避免全厂停运的可能。

（6）电厂主接线应满足在调度运行、检修和扩建时的灵活性。

（7）电厂主接线在满足可靠性、灵活性等要求前提下应做到经济合理，实现投资省、占地面积小、电能损耗低。

（8）机组较多的特大容量电厂主接线，应结合所接入系统的具体条件，考虑有分组运行的可能性。

（四）其他系统对电厂电气参数的要求

（1）根据电力系统的要求，提出水轮发电机是否调相或进相运行。发电机应考虑一定的进相、调峰及短时失磁异步运行的能力，并提出对发电机功率因数的要求。

（2）发电机励磁系统的特性与参数应满足电力系统各种运行方式的要求，并宜考虑成熟形式，注意电力系统稳定装置的配置。

（3）根据电气计算的结论，可对发电机组的电抗，短路比、机端电压调节范围提出要求。

（4）断路器和母线选择要考虑电厂本期、终期规模及满足电厂各种运行方式。

1）依据短路电流等电气计算结果，确定断路器遮断容量和额定电流等，断路器遮断容量不应超过电网限制水平，并要考虑限制过电压的需要；

2）依据运行方式、潮流分析等，确定母线通流容量；

3）依据电磁暂态初步计算和分析结果，对断路器合闸电阻及接地开关提出初步的要求。

（5）发电厂无功补偿设备的配置应在电网总体安排的基础上综合电厂发电机、主变压器等因素，并通过调相调压和过电压计算确定，根据需要确定电厂内是否装设高压并联电抗器，提出并联电抗器容量、台数、装设地点及其电压等级（包括中性点装设的小电抗）。

（6）对于发电厂接入系统方案中涉及直流换流站和串联补偿站时，应提出抑制次同步振荡/谐振措施。

## 第六节 交流变电站接入系统设计

### 一、接入系统设计原则

交流变电站接入系统设计需要遵循的主要设计原则如下：

（1）交流变电站接入系统设计应贯彻执行国家法律、法规及有关的方针和政策。

（2）交流变电站接入系统设计应符合国家标准和行业标准，或严于相应的国家标准或行业标准。

（3）交流变电站接入系统设计是输变电工程可行性研究的重要组成部分，其成果作为开展工程可行性研究的依据。

（4）交流变电站接入系统设计应论证变电站建设必要性，研究变电站接入系统方案，确定变电站建设规模，提出系统对主要设备技术参数要求。

（5）交流变电站接入系统设计应以电网发展规划为指导、安全稳定为基础、经济效益为中心，做到远近结合、科学论证。推荐的接入系统方案应技术先进、经济合理、适应性强、运行灵活、节能降耗。

（6）交流变电站接入系统设计的设计水平年宜选择工程投产年份，并对远景水平年进行展望。

## 二、接入系统方案

接入系统方案研究的主要目的是明确变电站本期及远期出线方向及回路数、无功补偿方案及容量。

1. 接入系统方案拟订

（1）变电站接入系统方案拟订，应根据变电站在系统中的作用和地位，综合考虑原有电网特点、电网发展规划、电力负荷分布、电源送出、电力平衡、走廊及站址条件等情况，提出能够满足系统输变电要求的两个及以上的可比方案，所列接入系统方案应全面、周到、易于过渡，满足 DL/T 5429—2009《电力系统设计技术规程》的要求，并对远景方案进行展望。

（2）对送电线路工程，由分地区电力平衡表及电力流向图，可以获取相应断面的电力流，然后通过该方式的电力系统计算，求证若在设计年度该断面上不扩展电力网络、不增加相关线路，则输电能力不能满足输送功率的要求，从而用数据说明了建设送电线路的必要性；有时，虽然尚能满足输送功率的要求，但从电网应适度超前角度，并且存在损耗过大、某些节点运行电压过低等原因也成为建设送电线路的理由。

2. 接入系统方案比较

（1）对拟订的接入系统方案应进行技术经济比较，应从潮流分布、电能损耗、暂态稳定水平、电网结构、近远期电网发展适应性、工程实施难易程度、经济性等方面进行综合比较；必要时，变电站相关地区短路电流水平也可作为比选条件之一。

（2）进行接入系统方案潮流分析比较时，宜选择潮流最重的典型运行方式进行，应考虑正常方式和 $N$–1 方式，以达到潮流分布合理，系统电能损耗低为优。

（3）进行接入系统方案稳定水平比较时，宜选择稳定问题最严重的典型运行方式，满足 DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》的要求。

（4）进行变电站相关电网短路电流水平比较时，拟订方案短路电流水平应在合理范围内，必须满足现有设备制造能力。对于短路电流水平不合理的方案，应提出相应解决措施。

（5）进行接入方案经济比较时，一般采用年费用比较法，以年费用低的方案为优。

3. 接入系统方案推荐

推荐的接入系统方案应满足正常方式和 $N$–1 方式的要求，一般以电网结构简明、潮流分布合理、电能损耗小、稳定水平高、适应能力强、经济性优的方案作为推荐方案，各项指标不能兼顾时，应进行综合考虑，权衡各项指标利弊予以推荐。

## 三、主要技术参数

### （一）变电站主变压器参数的确定

1. 变电站主变压器容量的确定

变电站主变压器容量一般应在分析变电站供电区域内负荷发展、电源布局、网架结构等因素的基础上，分析计算地区变电容量总需求、新建和扩建变电站规模，并统筹考虑地区电网合理容载比和主变压器负荷率后综合确定。

变电站主变压器容量的确定一般遵循以下原则：

（1）主变压器容量一般按变电站建成后 5～10 年的规划负荷选择，并适当考虑到远期 10～20 年的负荷发展。对于城郊变电站，主变压器应与城市规划相结合。

（2）根据变电站所带负荷的性质和电网结构来确定主变压器的容量。对于有重要负荷的变电站，应考虑当一台主变压器停运时，保证用户的一级和二级负荷正常供电；对一般性变电站，当一台主变压器停运时，其余变压器容量应能保证全部负荷的 70%～80% 供电。

（3）同级电压的单台降压变压器容量的级别不宜太多，应从全网出发，推行系列化、标准化。

以 500kV 变电容量需求计算为例，说明变电站主变压器容量的计算过程，具体可参照表 6-38。

**表 6-38 某地区 220kV 系统电力平衡（500kV 变电容量需求分析）** （MW）

| 项 目 | ××年 | ××年 | 设计水平年 | ××年 | ××年 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1. 某地区供电最大负荷 | | | | | |
| 2. 某地区接入 220kV 及以下电压等级装机容量 | | | | | |
| 2.1 火电 | | | | | |
| 2.2 水电 | | | | | |
| 2.3 气电 | | | | | |
| … | | | | | |

续表

| 项　　目 | ××年 | ××年 | 设计水平年 | ××年 | ××年 |
|---|---|---|---|---|---|
| 3．某地区接入220kV及以下电压等级电源出力（扣除厂用、备用、网损等） | | | | | |
| 3.1　火电 | | | | | |
| 3.2　水电 | | | | | |
| 3.3　气电 | | | | | |
| … | | | | | |
| 4．某地区受入电力 | | | | | |
| 4.1　×× | | | | | |
| 4.2　×× | | | | | |
| 5．电力盈亏（3项+4项–1项） | | | | | |
| 6．应配置500kV变电容量（5项×容载比） | | | | | |
| 7．某地区已有500kV变电容量 | | | | | |
| 8．需新增500kV变电容量（6项–7项） | | | | | |

各电压等级电网容载比选择范围可参考表6-23。变压器单台容量应在表6-39所示的系列范围内选择。

表6-39　　变压器单台容量系列

| 额定电压（kV） | 额定容量系列（MV·A） |
|---|---|
| 1000 | 3000、4500 |
| 750 | 1500、2100 |
| 500 | 500、750、1000、1200、1500 |
| 330 | 90、120、150、180、240、360 |
| 220 | 90、120、150、180、240、300 |
| 110 | 31.5、40、50、63 |
| 66 | 10、12.5、31.5、40、50 |
| 35 | 6.3、8、10、12.5、31.5 |

2．变电站主变压器台数的确定

（1）对大城市郊区的一次变电站，在中、低压侧已构成环网的情况下，变电站以装设2台主变压器为宜。

（2）对地区性孤立的一次变电站或大型工业专用变电站，在设计时应考虑装设3～4台主变压器的可能性。

（3）对于规划只装设2台变压器的变电站，应结合远景负荷的发展，研究其变压器基础是否需要按大于变压器容量的要求设计，以便负荷发展时，有调换更大容量的变压器的可能性。

3．变电站主变压器型式的选择

变电站主变压器型式选择主要是确定主变压器的相数（单相或三相）、备用相设置、绕组数量及其连接方式。

（1）变压器相数。

1）对330kV及以下电压等级变电站，若大件运输条件允许，主变压器应选用三相变压器。

2）对500kV及以上电压等级变电站，受大件运输条件的限制，一般选用单相变压器。但尚需结合系统条件，对变电站一台（或一组）变压器故障或停运检修时对系统的影响，通过技术经济论证来确定选用单相变压器还是三相变压器。

3）对500kV及以上电压等级变电站的单相变压器组，应考虑一台变压器故障或停电检修时，对供电及系统工频过电压的影响，通过技术经济比较确定备用相是否必要。对于容量、阻抗、电压等技术参数相同的两台或多台主变压器，应考虑共用一台备用相。另外，根据备用相在替代工作相的投入过程中，是否允许较长时间停电和变电站的布置条件等具体情况，决定备用相是否需要采用隔离开关和切换母线工作相互连接。

（2）绕组数量和连接方式。

1）对于具有三种电压的变电站，如通过主变压器各侧绕组的功率均在该变压器额定容量的15%以上，或在变电站内需装设无功补偿设备时，主变压器宜选用三绕组变压器。

2）对于深入负荷中心、具有直接从高压降为低压供电条件的变电站，为简化电压等级或减少重复降压容量，一般宜采用双绕组变压器。

3）一台三相变压器或拟接成三相的单相变压器组，其绕组接线方式应根据该变压器是否与其他变压器并联运行、中性点是否引出和中性点负荷要求来选择。

4）电力系统采用的绕组接线方式一般是星形联结、三角形联结和曲折形联结。

（3）自耦变压器的选择。我国500kV及以上电网中几乎全部采用自耦变压器，对于220kV及以下电压等级电网，则应根据各地区电网具体特点研究论证确定。

4．变电站主变压器额定电压、调压方式、短路阻抗以及调压范围的选择

依据电气计算结果，确定变压器的额定主抽头、调压方式、短路阻抗参数等。

（1）变压器额定电压、调压方式以及调压范围的选择，应满足变电站母线的电压质量要求，并考虑系

统5～10年发展的需要。

（2）变压器额定电压应结合系统结构、变压器所处位置、系统运行电压水平、无功电源分布等情况进行优化选择；降压变压器高压侧额定电压宜与所处电网运行电压相适应，一般选用1～1.05倍系统额定电压，中压侧额定电压一般选用1.05～1.1倍系统额定电压，低压侧额定电压一般选用1.0～1.05倍系统额定电压。

（3）220kV及以上交流变电站主变压器一般选用无励磁调压型，经调压计算论证确有必要且技术经济比较合理时，可选用有载调压型。110kV及以下交流变电站主变压器一般至少有一级变压器采用有载调压方式。

（4）无励磁调压变压器抽头宜选用±2×2.5%；有载调压变压器抽头宜选用±8×1.25%。

（5）变压器各侧短路阻抗应根据电力系统稳定、无功平衡、电压调整、短路电流、变压器间并联运行方式等因素综合考虑。

5. 变压器中性点接地方式选择

接地方式的选择需要综合考虑多项因素，不同的电压等级电网中性点接地方式选择方法如下。

（1）对于110kV及以上系统，一般采用中性点直接接地方式。当单相短路电流大于三相短路电流时，应考虑使用中性点经小电抗接地的方式。

（2）10～66kV电网一般采用中性点不接地方式，当单相接地故障电流大于10A时，采用中性点经消弧线圈或低电阻接地的方式。

高压、超高压、特高压输电网中性点接地方式一般按照表6-40选择。

**表6-40　高压、超高压、特高压输电网中性点接地方式选择**

| 电压等级（kV） | 接　地　方　式 |
|---|---|
| 1000 | 直接接地、经小电抗接地 |
| 750 | 直接接地、经小电抗接地 |
| 500 | 直接接地、经小电抗接地 |
| 330 | 直接接地、经小电抗接地 |
| 220 | 直接接地、经小电抗接地 |
| 110 | 直接接地 |
| 66 | 不接地、经消弧线圈接地 |
| 35 | 不接地、经消弧线圈接地或低电阻接地 |
| 10 | 不接地、经消弧线圈接地或低电阻接地 |

（3）接地参数计算参见本章第二节内容。

6. 变压器并联运行条件

两台或多台变压器并联运行时，必须满足以下五个基本条件。

（1）电压比（变比）相同，允许偏差相同（尽量满足电压比在允许偏差范围内），调压范围与每级电压要相同。如果电压比不相同，两台变压器并联运行将产生环流，影响变压器的出力。当电压比相差很大时，可能破坏变压器的正常工作，甚至使变压器损坏。

（2）阻抗电压相同，尽量控制在允许偏差范围±10%以内，还应注意极限正分接位置短路阻抗与极限负分接位置短路阻抗要分别相同。当两台阻抗电压不等的变压器并联运行时，阻抗电压大的分配负荷小，当该台变压器满负荷时，另一台阻抗电压小的变压器就会过负荷运行。变压器长期过负荷运行是不允许的，因此，只能让阻抗电压大的变压器欠负荷运行，这样就限制了总输出功率，增加了能量损耗，无法保证变压器的经济运行。

（3）联结组别相同。当并联变压器电压比相等，阻抗电压相等，而联结组别不同时，就意味着两台变压器的二次电压存在着相角差和电压差。在电压差的作用下，引起的循环电流有时与额定电流相当，但其差动保护、电流速断保护均不能动作跳闸，而过电流保护不能及时动作跳闸时，将造成变压器绕组过热，甚至烧坏。因此，联结组别不同的变压器不能并联运行。

（4）容量比为0.5～2。如果容量相差悬殊，不仅运行很不方便，而且在变压器特性稍有差异时，变压器间的环流将显著增加，特别是容量小的变压器容易过负荷或烧毁。

（5）频率相同。

我国变电站用主变压器基本参数见附录A。

（二）出线截面和回路数以及电压等级

（1）变电站出线回路数及导线截面，应根据变电站在系统中的地位和作用，在考虑变电站送出（受入）电力的容量和电气距离，参照第六章第一节中“交流线路输电能力及导线截面选择”，选择与之相匹配的送出线路的导线截面和回路数，以满足正常方式时导线运行在经济电流密度附近，事故情况下不超过导线发热电流的要求，以及其他一些有关的技术标准。

（2）在满足规定的技术要求，应尽可能加大线路的导线截面，减少变电站出线回路数，这样不仅可以节约土地资源和减少对环境的影响，在经济上也是有利的。

（3）应按变电站规划容量一次规划送出线路的回路数和导线截面，视具体情况考虑建设中分步实施或一次建成。

（4）在大城市或线路路径困难地段，发电厂送出应优先采用同塔双回路或多回路的送电线路。

（5）变电站每一组送电回路的最大输送功率所占

受端总负荷的比例不宜过大，除应保证正常情况下突然失去一回线时系统稳定以外，还须考虑严重故障，如失去整个通道（所有回路）时，保持受端系统电压与频率的稳定。

（6）必要时，送出线路应优先采用紧凑型送电线路并在送出线路中间建设开闭站、加装串联补偿等提高输电能力的措施。

不同电压等级变电站的出线规模可参考表6-41。

**表6-41 不同电压等级变电站的出线规模**

| 变电站电压等级（kV） | 高/中/低侧电压（kV） | 本/远期规模（MV·A） | 本/远期出线规模（回） |
|---|---|---|---|
| 1000 | 1000/500/110 | 1/2×3000 | 1000kV：4/8；500kV：4/8 |
| | 1000/500/110 | 1/3×3000 | 1000kV：4/8；500kV：4/8 |
| | 1000/500/110 | 1/4×4500 | 1000kV：2/10；500kV：4/12 |
| | 1000/500/110 | 2/4×3000 | 1000kV：4/8；500kV：4/10、4/12 |
| 750 | 750/330/66 | 1/2×2100 | 750kV：2/8、4/8；330kV：6/12、10/16 |
| | 750/220/66 | 1/2×1500 | 750kV：4/8；220kV：7/14 |
| | 750/330/66 | 1/3×2100 | 750kV：4/9、4/11；330kV：4/17、4/18 |
| 500 | 500/220/35 | 1/2×1000 | 500kV：4/10；220kV：6/12 |
| | 500/220/35 | 2/3×750 | 500kV：4/8；220kV：8/16 |
| | 500/220/35 | 2/3×1000 | 500kV：4/8、4/10；220kV：8/16 |
| | 500/220/35 | 2/4×750 | 500kV：4/8；220kV：8/16 |
| | 500/220/35 | 2/4×1000 | 500kV：4/8、4/10；220kV：8/16 |
| | 500/220/66 | 1/2×1000 | 500kV：4/10；220kV：6/12 |
| | 500/220/66 | 2/3×1000 | 500kV：4/10；220kV：6/12 |
| | 500/220/66 | 2/3×1200 | 500kV：4/10；220kV：8/16 |
| | 500/220/66 | 2/4×1000 | 500kV：4/10；220kV：6/16 |
| | 500/220/66 | 2/4×1200 | 500kV：4/8；220kV：8/16 |

续表

| 变电站电压等级（kV） | 高/中/低侧电压（kV） | 本/远期规模（MV·A） | 本/远期出线规模（回） |
|---|---|---|---|
| 330 | 330/110/35 | 1/2×240 | 330kV：4/6；110kV：6/14 |
| | 330/110/35 | 2/3×240 | 330kV：4/8；110kV：8/16、6/16 |
| | 330/110/35 | 2/4×360 | 330kV：4/8；110kV：10/22 |
| 220 | 220/110/35（10） | 1/3×180 | 220kV：4/6、4/8、2/4；110kV：6/12、5/10、4/8、5/12；35kV：4/12、2/6；10kV：8/24、12/36 |
| | 220/110/35（10） | 1/3×240 | 220kV：3/6、4/8；110kV：4/8、6/12；35kV：4/12；10kV：10/30、12/36 |
| | 220/110/35（10） | 2/3×180 | 220kV：4/6、2/3、2/4；110kV：4/10、8/12、4/12；35kV：4/12、16/24、8/12；10kV：8/24、12/36、24/36 |
| | 220/110/35（10） | 2/3×240 | 220kV：4/8、4/10；110kV：4/14、6/12、8/16；35kV：4/12、20/30、12/18、8/12；10kV：8/24、28/28、16/24 |
| | 220/110/10 | 2/4×180 | 220kV：4/10；110kV：6/12；10kV：28/28 |
| | 220/110/10 | 2/4×240 | 220kV：4/10；110kV：6/12；10kV：28/28 |
| | 220/66 | 1/3×180 | 220kV：4/6；66kV：10/20、10/17 |
| | 220/66 | 1/3×240 | 220kV：4/8；66kV：12/24 |
| | 220/66 | 2/3×180 | 220kV：2/3；66kV：10/20 |
| | 220/66 | 2/3×240 | 220kV：4/8；66kV：10/20 |
| | 220/35 | 2/3×240 | 220kV：4/6；35kV：20/30 |
| 110 | 110/35/10 | 1/2×50 | 110kV：1/2、2/4；35kV：3/6、4/8、4/6；10kV：8/16、10/20、7/12 |
| | 110/35/10 | 1/3×50 | 110kV：2/4；35kV：6/9；10kV：8/24 |

续表

| 变电站电压等级（kV） | 高/中/低侧电压（kV） | 本/远期规模（MV·A） | 本/远期出线规模（回） |
|---|---|---|---|
| 110 | 110/35/10 | 2/3×50 | 110kV：2/4、2/3、1/2、4/6；<br>35kV：4/6、8/12、6/9；<br>10kV：12/24、12/18、16/24、8/12、24/32 |
| | 110/10 | 1/2×50 | 110kV：2/2；<br>10kV：12/24 |
| | 110/10 | 1/3×50 | 110kV：1/2；<br>10kV：12/36 |
| | 110/10 | 2/2×50 | 110kV：2/2；<br>10kV：24/24 |
| | 110/10 | 2/3×50 | 110kV：2/4、4/6、2/3；<br>10kV：24/36、28/42 |
| | 110/10 | 2/4×50 | 110kV：2/4；<br>10kV：28/56 |

（三）系统对变电站电气主接线的要求

依据系统运行需要及变电站近远期出线规模，提出变电站主接线形式、主接线分段和线路出线排序等方面要求，具体参考第六章第二节相关内容。

对于330～500kV及以上变电站：

（1）任何断路器检修，不应影响对系统的连续供电；

（2）除母联及分段断路器外，任何一台断路器检修期间，同时发生另一台断路器故障或拒动以及母线故障，不宜切除三个以上回路。

（四）其他系统对变电站电气参数的要求

（1）结合远景年高压、中压侧短路电流计算，确定新增断路器遮断容量要求；结合工程投运年短路电流计算，校验现有断路器是否需要更换（若需更换确定遮断容量要求）。

（2）依据运行方式、潮流分析等，确定母线通流容量和相关电气设备额定电流水平。

（3）依据电磁暂态初步计算和分析结果，对断路器合闸电阻及接地开关提出初步要求。

（4）结合无功平衡和电气计算结果，确定近、远期无功补偿装置形式、容量、分组及额定电压。

1）交流变电站电力系统无功补偿设备主要包括并联电容器、串联电容器、并联电抗器、静止无功补偿器及调相机等。

2）交流变电站容性无功缺额宜采用低压并联电容器进行补偿。

3）高压并联电抗器（包括中性点小电抗）主要用于限制工频过电压、降低潜供电流和恢复电压、防止自励磁，并能补偿输电线路的充电功率。在满足限制过电压水平条件下，输电线路的充电功率宜优先采用低压并联电抗器补偿。

4）当330kV及以上电网局部短线路较多，且不具备条件装设线路高压并联电抗器和低压并联电抗器时，可根据电网结构，适当装设母线可投切高压并联电抗器。

5）330kV及以上变电站投切一个无功设备分组引起所接的变压器中压侧母线电压波动值不宜超过额定电压的2.5%；分组容量的选择还应考虑设备标准化等因素。

6）无功补偿装置应根据无功负荷和电网结构的变化分期装设。

7）当电网局部动态无功储备不足，经分析论证后可选用静止无功补偿装置等动态无功补偿设备，以增强系统动态无功调节能力。

8）调相机目前较少采用，在系统稳定需要且经济合理的情况下，经专题论证后选用。

9）可控高压并联电抗器、串联补偿装置等新型无功补偿设备，一般应综合考虑提高系统稳定水平、满足系统调相调压和无功平衡等需要，经专题论证后选用。根据输电能力需求，确定串联补偿装置额定参数。对固定串联补偿，确定线路串联补偿度、额定电抗、额定电流，并结合线路长度初步确定额定容量；对可控串联补偿，在固定串联补偿参数的基础上，确定容性电抗提高因子，以及额定电流下的串联补偿额定功率。

## 第七节　常规直流换流站接入系统设计

### 一、接入系统设计原则

换流站接入系统方案设计主要研究换流站接入交流电网的电压等级、出线方向及回路数等相关内容，确定具体的换流站建设规模、直流系统运行条件、主设备技术参数等。本节主要对采用晶闸管换相技术的常规换流站接入交流电网的网络方案设计进行说明。常规换流站接入系统设计时应遵循以下原则：

（1）以安全稳定为基础、经济效益为中心，做到远近结合、科学论证；

（2）与地区电网规划相协调，要求适度超前、技术先进、接线简洁、经济合理、运行灵活、适应性强，并有益于节能降耗；

（3）直流换流站不宜作为交流网架的枢纽站，换流站接入系统设计中应考虑直流系统与交流系统间的相互协调。

接入系统方案应对可能成立的多方案进行详细的技术经济比较后，选取综合性能最优的方案。

## 二、接入系统电压等级

换流站接入交流系统电压等级应根据直流系统输电电压等级、输电容量、近区交流系统情况等分析比较确定。

对于以输电为目标的直流输电工程，送端换流站是近区电源电力的汇集点，宜选择与近区电源接入电压等级相同。我国远距离直流输电工程的输电规模一般都在 3000MW 以上，大容量电源的接入电压等级主要是 500kV，近年来也有部分电源基地的电源直接接入 1000kV 电网，西北电网则以接入 750kV 为主。

受端换流站对于受端电网而言可以看成是电源点，其接入电压等级与大型发电厂接入系统电压等级选择类似。直流输电系统输电容量较大，其送入受端电网的电力一般难以在近区直接消纳，还需转送至电网其他地区消纳，故其接入系统电压等级多选择主网输电电压等级，与主网电压相适应，一般选择 500、1000kV。对于直接落点负荷中心地区的受端换流站，为简化变电网络，也可考虑以低一级电压等级接入，如可直接接入 220、330kV 电压等级。当直流输电容量较大，在落点地区需要兼顾就近消纳和外送输电的情况时，也可考虑以两级电压等级分层接入。

对于以联网为主的直流输电工程或背靠背直流输电工程，其两端换流站应与主网保持密切联系，其接入系统电压等级应与近区主网电压相适应。

## 三、接入系统方案

### （一）接入系统方案拟订

换流站接入系统方案拟订时，应以交流侧的电网现况及规划等系统条件为基础，送端换流站接入系统网络方案应便于近区电源的汇集，受端换流站接入系统网络方案应便于直流系统电力的疏散消纳。所列接入系统方案尽可能全面、周到，参与比选的方案应具备可比性，能够满足输电要求，具有可操作性。

### （二）接入系统方案技术经济比较

对拟订的接入系统方案应进行技术经济比较，可从潮流分布、输电损耗、系统稳定水平、短路电流水平、无功补偿容量、网络接线、近远期电网发展适应性、工程实施难易程度、经济性等方面进行综合比较。对于直流输电工程，在进行潮流分析比较时，需考虑直流系统单极闭锁对系统潮流分布的影响，在进行方案稳定水平比较时，需要比较直流单极闭锁和双极闭锁故障的稳定情况。

对于换流站近区短路电流水平的比较，需同时关注最大短路电流水平和最小短路电流水平，最大短路电流水平对设备选择影响大，最小短路电流水平在一定程度上反映了交流系统对直流故障扰动的承受能力。在换流站近区电网远景短路电流水平较高时，应考察比选方案的最大短路电流水平，各可行方案的最大短路电流不可超过容许水平，以留有较大裕度为优；在换流站近区交流系统最小短路水平较低时，应考察比选方案最小短路电流水平的差距，以短路电流水平高者为优。

常规换流站无功消耗较大，无功补偿设备投资约占换流站造价的 10%～15%，为节约工程造价，一般尽可能利用交流系统的无功提供能力，以减少换流站内的无功补偿设备配置。由于不同的接入系统方案中，换流站与交流系统的电气距离不同，可能造成交流系统提供无功的能力也不相同，当所列接入系统方案造成交流系统无功提供能力有较大差异时，交流系统无功提供能力也应参与方案优化比选。

各方案的经济性比较采用最小年费用法，列出各方案的投资、年费用等主要指标，以年费用低者经济性为优。

### （三）接入系统方案推荐

推荐的接入系统方案必须满足正常运行和事故运行方式的输电需要，一般以网络结构简洁、清晰、潮流分布合理、输电损耗小、短路电流水平满足要求、稳定水平高、适应能力强、经济性优、便于分期建设和过渡的方案作为推荐方案，各项指标不能兼顾时，应进行综合考虑，权衡各项指标利弊予以推荐。接入系统推荐方案中应明确换流站接入系统电压等级、接入点、出线回路数等。

## 四、主要技术参数

在换流站接入系统设计中，需要通过相关电气计算确定以下电气参数。

### （一）基本技术参数

（1）额定值。额定运行方式是直流输电系统基本的运行方式，必须明确直流输电系统的额定容量、额定工作电压和额定工作电流等参数。为了方便描述，一般以直流系统整流侧平波电抗器后的测量值作为直流系统的功率，额定直流功率是指在规定的系统条件和环境条件下，不投备用冷却设备时直流系统能够长期连续输送的有功功率，直流输电系统每极的额定功率定义为每极额定直流电压与额定直流电流的乘积。直流系统额定电流是指直流系统在规定的环境条件下能够连续地、无时间限制地输送的直流电流的平均值。直流额定电压是指在输送额定直流功率并以额定直流电流运行时所需要的直流电压的平均值。

（2）最小输送功率。对于传统直流输电技术，为防止直流电流平均值过小时出现断续现象，直流系统

中需规定最小直流电流限值，存在一个最小输送功率。从系统运行的角度考虑，希望最小输送功率尽可能低，但最小直流电流限值取值一般需大于为防止直流出现断续现象的连续电流临界值的两倍。设计的连续电流临界值越小，需要平波电抗器的电感值越大，对平波电抗器的设计要求越高。直流系统最小输送功率的确定应结合系统需求和设备参数设计予以论证，10%的最小输送功率可较好地协调系统需求和设备设计之间的问题，在一些要求较高的情况下，也可考虑 5%的最小输送功率值。

（3）过负荷能力。直流系统的过负荷能力是指直流电流高于其额定值的大小和持续时间的长短，通常可分为连续过负荷能力、短期过负荷能力（2h 左右）和暂时过负荷能力（3～10s）。直流系统过负荷能力在一定范围内是可控的，可以根据系统的需要对相应的过负荷能力提出要求。在早期的直流输电工程设计中，过负荷能力的裕度相对较大，连续过负荷能力和短期过负荷能力一般可达到 1.1～1.2 倍额定功率，暂时过负荷能力一般可达 3s 输送 1.4～1.5 倍额定功率。近年来，在大容量特高压直流设计中，多考虑充分利用换流阀的通流能力，直流工程额定电流按照阀组的极限通流能力设计，因而过负荷能力有所降低，一般不具备长期持续过负荷能力，短期过负荷能力约为 2h 输送 1.05 倍额定功率，暂时过负荷能力约为 3s 输送额定功率 1.2 倍。

（4）反向运行输送能力。直流输电的功率反送也称潮流反转，功率反送方式对直流运行接线方式无特殊要求，只是通过控制器改变换流器运行电压方向来实现。由于直流系统的可控性，一个按正向送电要求设计的直流输电系统通常也具备一定的反向送电能力，一般可按正向送电设计条件对反向送电能力进行核算，其反向送电能力主要受正向送电时逆变站的主要设备参数和整流站无功补偿设备配置情况的限制，对于无功配置充足的系统，一般反向输送能力可达到正向输送能力的 90%左右。对正、反两方向均有功率输送要求的直流输电工程，应提出明确要求，在设备参数选择、无功配置等方面应按照满足正、反两方向输送功率的要求进行设计，两端换流站的控制保护系统也应按照既能满足整流运行的要求，又能满足逆变运行的要求进行设计。

（5）降压运行能力。当直流输电线路绝缘水平降低时，为恢复直流运行，可以采用降压运行。换流站接入系统设计阶段对直流系统降压运行方式的研究主要是指明确降压幅值和降压运行时直流电流的取值。通常直流工程降压方式的额定电压取额定直流电压的 70%～80%，直流电压降低到 80%时，一般可以不降低额定直流电流，而降低到 70%时，大部分情况下需要降低额定直流电流。降压方式下直流电流取值应根据设备设计裕度、降压运行时对输送功率的要求等工程具体情况优化确定。

（二）换流变压器参数

（1）型式、容量及额定电压。换流变压器是交、直流输电系统中两端接口的核心设备，可采用的形式包括三相三绕组、三相双绕组、单相双绕组和单相三绕组四种，在工程中需综合考虑制造和运输等因素予以选择，三相三绕组、三相双绕组变压器适用于中小型换流站，我国较早建设的葛南直流（1200MW）和天广直流（1800MW）输电工程采用的是单相三绕组变压器，对于 3000MW 以上的直流输电工程，所需换流变压器容量较大，需采用单相双绕组变压器型式。

对于 6 脉动换流器，采用三相三绕组换流变压器的额定容量 $S_N$ 可按下式计算

$$S_N = \frac{\pi}{3} U_{dioN} I_{dN} \tag{6-45}$$

式中　$U_{dioN}$——理想空载直流电压，kV；

$I_{dN}$——额定直流电流，kA。

对于 12 脉动换流器，采用单相三绕组换流变压器的额定容量 $S_{N3W}$ 可按下式计算

$$S_{N3W} = \frac{2\pi}{9} U_{dioN} I_{dN} \tag{6-46}$$

对于 12 脉动换流器，采用单相双绕组换流变压器的额定容量 $S_{N2W}$ 可按下式计算

$$S_{N2W} = \frac{\pi}{9} U_{dioN} I_{dN} \tag{6-47}$$

换流变压器的阀侧电压 $U_{VN}$ 可按下式计算

$$U_{VN} = \frac{\pi}{3} \cdot \frac{U_{dioN}}{\sqrt{2}} \tag{6-48}$$

式中　$U_{dioN}$——6 脉动换流器的理想空载直流电压，kV。

整流侧理想空载直流电压和逆变侧理想空载直流电压可分别按式（6-49）和式（6-50）计算

$$U_{dioNR} = \frac{\frac{U_{dNR}}{n} + U_T}{\cos\alpha_N - (d_{xNR} + d_{rNR})} \tag{6-49}$$

$$U_{dioNI} = \frac{\frac{U_{dNR} - R_{dN} I_{dN}}{n} - U_T}{\cos\gamma_N - (d_{xNI} - d_{rNI})} \tag{6-50}$$

式中　$U_{dioNR}$——整流侧 6 脉动换流器的理想空载直流电压，kV；

$U_{dioNI}$——逆变侧 6 脉动换流器的理想空载直流电压，kV；

$n$——每极 6 脉动换流器数；

$U_{dNR}$——整流侧额定直流电压，kV；

$U_T$——换流阀正向导通压降，kV；

$\alpha_N$——整流侧额定触发角，(°)；

$\gamma_N$——逆变侧额定关断角，(°)；

$d_{xNR}$、$d_{xNI}$——整流侧、逆变侧的直流感性压降，标幺值；

$d_{rNR}$、$d_{rNI}$——整流侧与逆变侧的直流阻性压降，标幺值；

$R_{dN}$——直流输电线路电阻，Ω；

$I_{dN}$——额定直流电流，kA。

（2）短路阻抗。换流变压器短路阻抗值的选择应综合考虑限制短路电流、使谐波分量减至最小、优化阀、滤波器和其他相关换流设备的设计等因素，短路阻抗值的选取还与换流变压器绕组接线方式、变压器绝缘水平和调压抽头的排列及结构有关，是一个不断优化的过程。

在换流站接入系统设计阶段，可从限制阀侧短路电流、减少无功补偿容量等角度提出对换流变压器短路阻抗的要求和初步的短路阻抗选择范围。换流站阀侧最大短路电流 $I_{kmax}$ 可通过下式近似计算

$$I_{kmax} = \frac{2I_{dN}}{U_k + \dfrac{S_N}{S_{kmax}}} \tag{6-51}$$

式中 $I_{dN}$——额定直流电流，kA；

$S_N$——6 脉动单元的换流变压器额定容量，MV·A；

$U_k$——换流变压器短路电压百分比（短路阻抗）；

$S_{kmax}$——系统最大短路容量，MV·A。

换流站阀侧最大短路电流不应超过晶闸管的设备耐受能力，我国直流输电工程中普遍使用的是127mm（5in）和 152.4mm（6in）晶闸管阀，5in 晶闸管的冲击电流耐受能力为 36kA，6in 晶闸管冲击电流耐受能力可达到 50kA，所选的短路阻抗应使阀侧短路电流控制在限值以内。

国内已有±500kV 直流工程的换流变压器短路阻抗大多为 15%～17%，±800kV 直流工程的换流变压器短路阻抗大多为 18%～20%，±1100kV 直流工程的换流变压器短路阻抗则可达到 20%～22%。

（3）调压方式与分接头范围。国内建设的高压直流输电工程的换流变压器有载分接头调节方式主要是保持触发角于一定范围内，该调节方式下，换流器正常运行于较小的触发角范围内，直流电压的变化主要由换流变压器的分接头调节补偿，要求的分接头调节范围要相对较大。

换流变压器有载分接头档距的选择需要与换流器触发角正常波动范围相配合，以保证直流系统处于最佳运行状态。工程中所采用的 750kV 及以下换流变压器分接头档距一般为 1.25%，1000kV 换流变压器受生产能力限制，每级挡位级差为 0.65%。

换流变压器分接头范围的选择主要与交流母线电压、直流电压以及触发角、熄弧角的变化范围有关。在正常运行方式下，交流母线电压、直流电压取不利参数计算求得换流变压器分接头变化范围的最低要求，控制角仅考虑在小范围内的正常波动；若直流输电工程有降压运行的需要，则正分接头范围应在降压运行的方式下计算，需要注意换流变压器分接头范围的选择与控制角的配合。分接头挡位太多不利于设备制造，也会降低设备可靠性。因此，降压运行方式下，为减少换流变压器分接头挡位需要，应适当采用换流器大角度运行方式。

相对于 0 分接头位置的额定换流变压器变比可按下式计算

$$n_{nom} = \frac{U_{IN}}{U_{vN}} = \frac{U_{IN}}{\dfrac{U_{dioN}}{\sqrt{2}} \cdot \dfrac{\pi}{3}} \tag{6-52}$$

式中 $U_{IN}$——换流变压器交流侧额定电压，kV；

$U_{vN}$——换流变压器的阀侧额定电压，kV；

$U_{dioN}$——理想空载直流电压，kV。

换流变压器最大变比 $n_{max}$ 可按下式计算

$$n_{max} = \frac{U_{I\max}}{U_{IN}} \cdot \frac{U_{dioN}}{U_{diomin}} \tag{6-53}$$

式中 $U_{Imax}$——换流变压器交流侧电压最大值，kV；

$U_{diomin}$——空载直流电压最小值，kV。

换流变压器最小变比 $n_{min}$ 可按下式计算

$$n_{min} = \frac{U_{I\min}}{U_{IN}} \cdot \frac{U_{dioN}}{U_{diomax}} \tag{6-54}$$

式中 $U_{Imin}$——换流变压器交流侧电压最小值，kV；

$U_{diomax}$——空载直流电压最大值，kV。

有载调压开关级数 $TC_{step}$ 可按下式计算

$$TC_{step} = \frac{n-1}{\Delta\eta} \tag{6-55}$$

式中 $\Delta\eta$——分接头档距。

### （三）平波电抗器参数

平波电抗器的主要参数是电感值，较大的电感值有利于减小连续电流临界值，但电感值太大，运行时容易产生过电压，使直流输电系统的自动调节特性的反应速度下降，投资也会增加，需要根据输电系统的需要选择适当的电抗值。平波电抗器电感值的选取应考虑以下因素。

（1）限制故障电流的上升率。考虑限制故障电流的上升率的平波电抗器电感值估算公式为

$$L_d = \frac{\Delta U_d}{\Delta I_d}\Delta t = \frac{\Delta U_d(\beta - 1 - \gamma_{min})}{\Delta I_d \times 360 f} \tag{6-56}$$

式中 $L_d$——平波电感值，H；

$\Delta U_d$——直流电压下降量，在 12 脉动换流器

中，一般选取一个6脉动桥的额定直流电压，kV；

$\Delta I_d$ ——不发生换相失败所容许的直流电流增量，kA；

$\Delta t$ ——换相持续时间，$\Delta t=\dfrac{\beta-1-\gamma_{min}}{360f}$，s；

$\beta$ ——逆变器的额定超前触发角，(°)；

$\gamma_{min}$ ——不发生换相失败的最小关断角，(°)；

$f$ ——交流系统额定频率，Hz。

由式（6-56）计算的电感值并未计及直流线路电感的限制作用，也不考虑直流控制保护系统的作用，在实际工程中采用的电感值可适当降低。

（2）平抑直流电流的纹波。考虑平抑直流电流纹波的平波电抗器电感值估算公式为

$$L_d=\frac{U_{d(n)}}{n\omega I_d\cdot\dfrac{I_{d(n)}}{I_d}} \tag{6-57}$$

式中 $U_{d(n)}$ ——直流侧最低次特征谐波电压有效值，kV；

$I_d$ ——额定直流电流，kA；

$\dfrac{I_{d(n)}}{I_d}$ ——允许的直流侧最低次特征谐波的相对值；

$n$ ——最低次特征谐波，对12脉动换流器 $n$=12；

$\omega$ ——工频角频率，rad/s。

（3）防止直流低负荷时的电流断续。考虑防止直流低负荷时电流断续的平波电抗器电感值估算公式为

$$L_d=\frac{U_{dio}\times 0.023\sin\alpha}{\omega I_{dp}} \tag{6-58}$$

式中 $U_{dio}$ ——换流器理想空载直流电压，kV；

$\alpha$ ——直流低负荷时换流器的触发角，(°)；

$I_{dp}$ ——允许的最小直流电流限值，kA。

平波电抗器电感值还应与直流滤波器参数统筹考虑，并避免与直流滤波器、直流线路、中性点电容器、换流变压器等在50、100Hz发生低频谐振。

此外，在换流站接入系统设计阶段还需要进行无功补偿装置配置方案设计，换流站无功补偿设计内容详见第七章。

## 五、直流输电系统运行方式及电气主接线

### （一）运行方式

对于单极直流输电系统，仅存在单极大地回路和单极金属回路两种运行方式。我国目前普遍采用的是双极直流输电系统，运行接线方式较为灵活多样，对于单12脉动阀组的直流输电系统，基本运行接线方式包括双极运行接线方式、单极大地回路方式、单极金属回线方式、单极双导线并联大地回线方式。

对于采用的两个12脉动阀组串联的双极直流输电工程，其接线方式包括完整双极平衡运行方式、1/2双极平衡运行方式、完整的单极大地回路运行方式、1/2单极大地回路运行方式、完整单极金属回路运行方式、1/2完整单极金属回路运行方式、一极完整、另一极1/2不平衡运行方式。

### （二）电气主接线

换流站的电气主接线设计包括交流电气主接线、直流电气主接线和阀组接线，在换流站接入系统设计阶段，需要根据系统运行需要对电气主接线设计提出相关要求。

换流站交流电气主接线的可靠性对电网安全稳定运行具有重要意义，应采用可靠性高，运行经验成熟、调度灵活，检修操作方便的接线方式；若直流输电系统同时考虑并网运行和孤岛运行两种方式，则交流电气主接线还应能灵活适应并网方式和孤岛运行方式的切换。

直流侧电气主接线应具有如下功能：

（1）可实现工程设计各种运行方式之间的切换；

（2）换流站内任一极检修时能进行隔离及接地；

（3）直流线路任一极检修时能进行隔离及接地；

（4）在单极金属回路运行方式下，检修直流系统一端或两端接地极及其引线时，能进行隔离及接地；

（5）在双极电流平衡运行方式下，检修直流系统一端或两端接地极及其引线时，能进行隔离及接地；

（6）双极中的任一极单极运行时，从大地回路转换到金属回路或者相反，应不中断直流功率输送，且一般不应降低直流输送功率；

（7）故障极的切除和检修不应影响健全极的功率输送。

换流站的换流阀组接线主要受换流变压器的制造水平和运输条件、可靠性、分期建设灵活性和投资等因素限制。由于单12脉动阀组接线具有接线布置简单、可靠性高、投资节省的特点，在设备制造能力及运输条件不受限制时，应优先考虑每极1个12脉动阀组接线方式。目前±400、±500kV和±660kV的直流输电系统均采用的是单极1个12脉动阀组接线方案；对于±800kV和±1100kV的直流输电系统，由于直流系统输电容量大，一般采用每极2个串联12脉动阀组接线的方案。

## 六、直流输电系统性能要求

### （一）直流输电系统可靠性与可用率

直流输电系统的可靠性对系统运行可靠性有着重要的影响，直流输电系统的各类可靠性指标较多，较

常关注的主要有能量可用率、强迫能量不可用率、计划能量不可用率、强迫停运次数等，各可靠性指标定义如下。

（1）能量可用率（energy availability，EA）：在统计期内，直流输电系统能够输送能量的能力，其计算式如下

$$EA=\frac{AH-EOH}{PH}\times 100\% \qquad (6\text{-}59)$$

式中　$AH$——可用小时数，统计时间内系统处于可用状态下的小时数，h；

$EOH$——降额运行等效停运小时数，h；

$PH$——统计期间小时数，h。

（2）强迫能量不可用率（forced energy unavailability，FEU）：在统计期间，由于强迫停运或降额运行造成的直流输电系统输电能力的降低，其计算式如下

$$FEU=\frac{FOH+EOH}{PH}\times 100\% \qquad (6\text{-}60)$$

式中　$FOH$——强迫停运小时数，h。

（3）计划能量不可用率（scheduled energy unavailability，SEU）：在统计期间，由于计划停运造成的直流输电系统输电能力的降低，其计算式如下

$$SEU=\frac{SOH}{PH}\times 100\% \qquad (6\text{-}61)$$

式中　$SOH$——计划停运小时数，h。

（4）单极强迫停运次数（monopolar forced outage times，MPFOT）：在统计期间，直流系统发生单极强迫停运的次数。

（5）双极强迫停运次数（bipolar forced outage times，BPFOT）：在统计期间，直流系统发生双极强迫停运的次数。

（6）阀组强迫停运次数（convertor forced outage times，CFOT）：在统计期间，直流系统发生阀组强迫停运的次数。

直流系统的阀组接线方式对可靠性有较大影响，±660kV 以下电压等级的直流工程一般采用单 12 脉动阀组接线，特高压直流工程则一般采用双 12 脉动阀组接线，在指标要求上有所差异。国内目前对直流输电系统可靠性指标要求见表 6-42。

**表 6-42　直流输电系统可靠性指标要求**

| 指标项 | 单 12 脉动阀组接线方式 | 双 12 脉动阀组接线方式 |
|---|---|---|
| FEU | 不大于 0.5% | 不大于 0.5% |
| SEU | 不大于 1.0% | 不大于 1.0% |
| MPFOT | 不大于 5 次/（极·年） | 不大于 3 次/（极·年） |
| BPFOT | 不大于 0.1 次/年 | 不大于 0.1 次/年 |
| CFOT | | 不大于 3 次/（阀组·年） |

2015 年国内部分直流输电系统可靠性指标情况统计见表 6-43。

**表 6-43　2015 年国内部分直流输电系统可靠性指标情况统计**

| 工程名称 | 能量可用率（%） | 强迫能量不可用率（%） | 计划能量不可用率（%） | 强迫停运次数（次） | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 阀组 | 单极 | 双极 |
| 葛洲坝—上海 | 94.630 | 0.050 | 5.320 | — | 2 | 0 |
| | 97.660 | 0.000 | 2.340 | — | 0 | 0 |
| 三峡—常州 | 78.480 | 0.020 | 21.500 | — | 1 | 0 |
| 三峡—广东 | 97.560 | 0.000 | 2.440 | — | 0 | 0 |
| 三峡—上海 | 94.230 | 0.000 | 5.770 | — | 0 | 0 |
| 宝鸡—德阳 | 97.280 | 0.000 | 2.720 | — | 0 | 0 |
| 呼伦贝尔—辽宁 | 95.370 | 1.130 | 3.500 | — | 3 | 0 |
| 宁东—山东 | 97.510 | 0.010 | 2.480 | — | 1 | 0 |
| 柴达木—拉萨 | 90.660 | 1.060 | 8.280 | — | 2 | 1 |
| 天生桥—广州 | 96.585 | 0.069 | 3.346 | — | 1 | 0 |
| 高坡—肇庆 | 99.438 | 0.027 | 0.535 | — | 4 | 0 |
| 兴仁—宝安 | 96.520 | 0.004 | 3.477 | — | 2 | 0 |
| 楚雄—穗东 | 95.501 | 0.026 | 4.473 | 0 | 2 | 0 |
| 向家坝—上海 | 94.920 | 0.720 | 4.360 | 1 | 1 | 1 |
| 锦屏—苏南 | 97.100 | 0.080 | 2.820 | 0 | 0 | 1 |
| 哈密—郑州 | 94.960 | 0.180 | 4.860 | 1 | 1 | 0 |
| 溪洛渡左岸—浙西 | 94.910 | 1.420 | 3.670 | 1 | 2 | 0 |

## （二）附加控制功能

直流输电系统的附加控制功能是指利用所连交流系统中的某些运行参数的变化，对直流功率、直流电流、直流电压、换流站吸收的无功功率进行自动调整，用以改善交流系统运行性能的控制功能。在直流输电系统设计中需要针对所设计直流的自身特点及交流系统运行环境，提出直流输电工程需要具备的附加控制功能，以便在控制保护系统中留出相应调制功能所需的输入、输出通信口。一般包括功率调制、功率提升/功率回降、交流系统频率控制、交流系统电压控制功能等，随着我国电网规模的发展，大电网中多回直流并列运行的情况日益增多，多回直流之间的协调控制功能也获得越来越多的关注。

（1）功率调制。功率调制功能是指当一侧交流系

统受到扰动后，直流系统通过跟踪交流系统某些运行参数变化，快速提升或降低直流系统输送功率或换流站吸收的无功功率，以增加输电系统阻尼，提高系统运行的稳定性。功率调制功能主要用在与交流输电线路并联运行的直流系统中，可用来阻尼所连交流系统的次同步振荡、低频振荡等，也可在一定程度上提高系统的暂态稳定性。用以进行功率调制的交流系统信号包括某一回或某几回交流线路的输送功率、某一节点的频率变化、两个节点（通常是两端换流站交流母线）的频率差、两端换流站交流母线的相角差、某一节点的电压变化等诸多可能的变量，具体功率调制控制器的信号选择及结构参数应根据系统需要研究确定。

（2）功率提升/功率回降。直流输电系统还有一种直接通过指令改变输送功率的功率调制功能，称为功率提升/功率回降功能，也称为紧急功率支援功能，该功能在整流侧或逆变侧损失发电机功率或甩负荷故障时，直接下达指令快速提高或降低直流输送功率，从而使相连的交流系统获得来自直流系统的紧急支援，尽快恢复正常运行。

（3）交流系统频率控制。直流系统可通过直流输送功率的改变，控制或改善两侧交流系统的频率，称为直流系统的频率控制功能。频率控制的输入信号可以是一侧交流系统与参考频率之间的频率差，也可以是直流两侧交流系统的频率差；前者用以控制该侧交流系统的频率在一定范围内，多用在较弱的交流系统中，特别是对于孤岛运行的交流系统，一般都会利用频率控制功能来改善系统频率；后者用以控制直流两侧交流系统的频率差在一定范围内，多用在两端交流系统容量相差不大的情况下。

（4）交流系统电压控制。直流系统可通过改变换流阀的换相角，甚至改变直流功率，对换流站近区交流电压，特别是换流站交流母线电压进行控制，称为电压控制功能，也可称为无功功率调制功能。电压控制的输入信号一般采用某一节点的电压与参考电压值之间的差值，以使该点电压在给定的范围内，一般用以控制换流站交流母线电压效果较好。

（5）多回直流协调控制。利用高压直流系统的快速控制功能可以提高交流系统的稳定水平，而多回直流系统的引入，从理论上讲会大大提高整个系统的可控程度。但当多个直流系统并存时，为了最大限度地发挥各自的潜能，以及避免相互独立设计的控制器共同作用时可能发生相互削弱作用，存在各直流系统调制功能的协调问题。我国资源和负荷分布特点决定了“西电东送”“北电南送”的大格局，电源基地与负荷中心地区之间存在着多回直流并列运行的状况，为提高系统整体稳定水平，有必要对多回直流的协调控制问题进行研究。

协调控制的目的是在复杂的交直流并列运行大系统中，根据全局运行状态实现对各直流系统的有序控制，以改善全系统的动态特性，提高整个系统故障恢复能力和速度，达到系统总体性能最优。直流输电系统的协调控制一般是通过分层递阶控制方式实现的，由协调控制中心确定各回直流的控制模式及控制参数，各回直流自身的控制系统接受控制指令并实现控制目标，控制算法是协调控制的研究重点。

### 七、直流输电系统对交流系统的影响

直流输电系统整流站附近的汽轮发电机组，由于其轴系结构特点，很容易引起次同步振荡，需要进行机组次同步振荡问题的相关研究。换流站近区机组次同步振荡研究的相关内容详见第十三章第五节。

对于直接与换流站连接的发电机组，由于出线端附近的滤波器和并联电容器的存在，当换流器闭锁时，会出现类似发电厂单独带空载长线运行的状况，发电机可能发生自励磁，产生自励磁过电压。换流站近区机组自励磁问题研究的相关内容详见第十二章第六节。

## 第八节 推荐方案评价

电网规划设计方案经技术经济比较后提出推荐方案，至此电网规划设计工作完成。对推荐方案进行评价也是一项重要工作。可从问题导向和目标导向两个角度进行评价。一般问题导向侧重于由近及远，即从解决电网现状和近期发展中存在的问题出发，直至发展到规划远期；目标导向则侧重于由远及近，即先把电网规划目标结构研究清楚，再着手研究解决现存和近期发展中的问题。问题导向属于战术问题，目标导向属于战略问题，两者相辅相成，互成一体。

电网规划设计方案评价的内容多，评价方法也多样。下面仅就主要内容和规划设计中采用的常规方法进行介绍。

1. 技术性指标

技术性指标主要指电网可靠性，包括充裕性和安全性两个量度指标。

（1）充裕性。电网的充裕性评价是针对电网的 $N$–1 静态安全进行的，主要包括线路、变压器和直流单极等。推荐的方案须满足 $N$–1 静态安全，对其满足的程度进行评价。

（2）安全性。电网的安全性评价是针对电网的安全稳定进行的，主要包括短路电流、功角稳定、电压稳定和频率稳定。推荐的方案须满足技术标准规定的要求，对其满足的水平进行评价。

2. 经济性指标

电网的宗旨是向用户提供可靠、经济的电能。在

满足技术标准规定的可靠性前提下，规划电网的成本越低越好。电网经济性评价主要指标包括投资、运行维护费、电能损失费、停电损失费、线路负荷率、变压器负荷率、容载比。

电网经济性评价包括经济比较和经济评价两项内容：

（1）经济比较是评价方案经济性的重要内容，所推荐的方案其经济性在多个比选方案中应相对较优，投资、运行维护费、电能损失费、停电损失费四个指标是方案经济比较时须采用的指标。

（2）经济评价分财务评价和国民经济评价，一般电网工程只进行财务评价。电网规划方案形成后是否针对规划期内的电网全部投资进行财务评价以及评价方法尚无规定。

线路负荷率、变压器负荷率、容载比三项指标也是推荐方案经济评价的重要内容。在满足可靠性的前提下，线路运行在自然功率—热稳定极限区间是经济的，变压器负荷率不宜过低，容载比取值不宜过高，以此提高电网的投资效率，实现电网以最小成本发展的目的。

3. 灵活性指标

灵活性也称适应性，即推荐方案在规划设计的基础条件发生较大变化时能灵活适应，主要指标包括负荷、电源、规划期、电力市场，以及建设、运行和维护。

电网规划设计时一般采用推荐的负荷预测水平以及据此推荐的电源装机方案。当负荷预测偏离推荐水平时，相应地电源装机方案也发生变化。需对推荐的电网方案对负荷和电源的变化适应性做出评价，以适应性好为宜。规划期一般包括近期、中期、远期，近期边界条件相对变化较小，远期相对变化较大，中间为过渡期，因此，推荐方案对规划期内可能的变化需具有灵活适应性。电力市场的建立和实施对电网提出了新的要求，因此需对电网推荐方案满足电力市场运行的情景适应性进行合理评价。电网推荐方案同样需对其建设的可操作性、运行的灵活性和维护的方便性进行评价。

4. 环境影响指标

需初步对推荐的电网规划设计方案进行环境影响评价，即在做电网规划设计方案研究中需兼顾环境影响因素。环境影响指标主要包括线路走廊占地、变电站占地、噪声、电磁干扰、生态保护、保护区、压矿、文物。

推荐方案形成后，在规划期内新增的线路走廊占地和变电站占地即可估算出来。所推荐的方案以少占地为宜，尽可能节约土地资源。推荐方案也应尽可能降低噪声干扰和电磁干扰，避开各类保护区，避免压矿和破坏生态及文物等，实现环境友好。

5. 经济社会影响指标

需初步对推荐的电网规划设计方案进行经济社会影响评价。经济社会影响指标主要包括经济发展、人民生活、相关行业和产业、社会安全、城乡规划。

初步评价推荐方案对经济发展和人民生活改善带来的贡献，对相关行业和产业、社会安全和城乡规划产生的影响，尽可能达到协调、和谐发展。

6. 战略性指标

以上介绍的五个指标属于战术性评价指标，下面简要介绍战略性评价指标，其主要包括供给侧发电能源结构、消费侧能源消费方式、输电方式、联网方式、同步电网构建、最高电压等级目标电网结构、电网新技术应用。

随着经济和社会发展程度的提高，以及为保障经济和社会长期可持续发展，供给侧发电能源结构和消费侧能源消费方式将发生重大变革。同时，基于发电能源资源禀赋和用电负荷幅员分布，将对电源开发布局、输电方式、联网方式、同步电网构建、最高电压等级目标电网结构和电网新技术应用产生重大影响。需从以上重要战略层面对推荐方案进行评价。只有遵从客观规律，科学合理论证，才能做到战略选择正确，从根本上避免电网规划失误。

## 第九节 规划选站和选线

### 一、规划选站

变电站站址选择工作可分为规划选站和工程选站两个阶段。

规划选站一般在编制电网发展规划时进行，工作中对规划电网内可能布置变电站的地点进行预先选择，以保证在编制电网发展规划的过程中有充分的技术资料进行综合经济比较，从中规划出新建变电站的地点或范围。

（一）交流变电站

1. 选址选择原则

（1）站址选择应根据城乡规划、征地拆迁、交通运输、污秽情况、电网规划设计的网络结构和负荷分布等进行全面综合考虑。通过技术经济比较和经济效益分析，择优选择站址。

（2）在选择站址方案时，应明确本变电站的供电对象、负荷分布、供电要求，变电站本期和远期在系统中的地位和作用。选择比较接近负荷中心的位置作为变电站的站址，以便减少电网的投资和网损。

（3）应考虑地区原有电源、新建电源以及计划建设电源情况，使地区电源和变电站不集中在一侧，以

使电源布局分散，既可减少二次网的投资和网损，又能达到安全供电的目的。

（4）站址应按审定的本地区电力系统远景发展规划，充分考虑出线条件，预留出充裕的线路走廊，避免或减少架空线路相互交叉跨越。

（5）在站址选择时，应不占或少占耕地和林地，宜利用劣地、荒地和坡地，并应尽量减少土石方量。

（6）站址应具有适宜的地质、地形条件，应避开滑坡、泥石流、河塘、塌陷区和地震断裂地带等不良地质构造。避开溶洞、采空区、岸边冲刷区、易发生滚石的地段。

（7）站址不能被洪水淹没及受山洪冲刷，且地质条件应适宜，防洪能力应满足频率为 1%的洪水位或内涝水位要求。

（8）确定站址时，应考虑其与邻近设施的相互影响，飞机场、导航台、收发信台、地震台、铁路信号等设施，对无线电干扰有一定要求，站址距上述设施距离要满足有关规定要求，以保证变电站对附近原有设施无影响。

（9）站址附近不应有火药库、弹药库、打靶场等设施。变电站附近有污染源时，总体规划应根据污染源种类和全年盛行风向，避开对站区的不利影响，以减轻对站区环境的污染。

（10）站址应避让重点保护的自然区和人文遗址，避让有重要开采价值的矿藏，避免或减少破坏林木和环境自然地貌。

（11）选站时要考虑施工时设备材料及变压器等大型设备的运输，以及运行、检修时的交通运输方便，一般情况下站址要靠近公路或铁路，公路引接要短，以便减少投资。

（12）具有可靠水源，排水方便。

（13）选站时，还要考虑施工用水、施工用电、施工场地、劳动力、当地建筑材料（沙、石、砖、瓦等）来源方便等问题。

（14）选址时应注意充分利用就近城镇的各方面设施。

2. 选址基本条件

（1）变电站距离各种民用设施，应满足其安全距离的要求。

（2）变电站电气设备的噪声水平应满足环保标准的要求。如不能满足环保标准的要求时，应由供需双方协商解决，或采取隔声降噪的措施。

（3）变电站站址区域应取得相关军事管理部门和航空管理部门同意。军用靶场边缘外 2km 范围内禁止建设变电站等工业设施。

（4）变电站距机场距离要求，要满足机场端净空和侧净空高度的规定。

（5）变电站占地面积主要根据主变压器容量、型式、台数，变电站的电压等级和各级电压进出线回路数来确定，同时也与变电站内装设无功补偿设备的容量、型式，变电站电气主接线以及开关场布置的型式有关。在电力系统规划设计的选站中，变电站占地面积可参考表 6-44 中数值。

表 6-44 变电站占地面积

| 最高电压等级（kV） | 变压器台数及容量（MV·A） | 最高电压出线回路数 | 基本用地指标（$hm^2$） |
|---|---|---|---|
| 110 | 2×40 | 4 | 0.46 |
| 220 | 2×180 | 6 | 2.60 |
| 330 | 2×240 | 6 | 3.36 |
| 500 | 2×750 | 10 | 6.00 |
| 500 | 4×750 | 10 | 7.23 |
| 750 | 3×2100 | 9 | 16.75 |
| 750 | 2×2100 | 8 | 12.75 |
| 1000 | 4×3000 | 10 | 18.76（GIS） |
| 1000 | 3×3000 | 10 | 26.20（HGIS） |

3. 站址选择内容及深度

变电工程选站是一个综合性工作，重点解决站址的可行性，避免出现颠覆性因素。通常根据系统接线要求，以负荷中心 50km 范围内进行普选，然后结合站址的地理位置、系统条件、进出线条件、防洪涝及排水、地形地貌、土石方工程量、工程地质、水源条件、进站道路及交通运输、地基处理难易程度、站用电源、拆迁赔偿情况、施工条件、运行管理及职工生活条件，充分考虑当地规划、土地、矿产、水利（水电）、电信、文物、环保、军事、公路、铁路及供电等部门的意见，在多个站址中筛选出备选站址，通过经济技术比较，确定推荐站址，满足系统落点最优的要求。

（1）选址前应充分了解系统规划及工程概况，明确变电站在系统中的地位和作用，掌握地区网架结构、出线规模和变电站的大致占地面积等设计条件。

（2）依据系统规划及确定的接网方案，在满足当地城市规划要求前提下，初选出一个地区作为选址的基本区域范围。

（3）收集初选站址区域地形图，应在比例 1:50000 或 1:100000 地形图上绘制出可选站址方案，初步确定站址区域地形、地貌情况。

（4）了解初选站址区域土地使用性质和城乡发展规划情况。

（5）了解初选站址区域军事、矿藏、交通、林业、文物、自然保护区及拆迁等基本情况。

（6）对初选站址区域进行现场踏勘，对收集到的资料进行核对，如站址区域农作物种类、地表地质情况等，收集站址区域对周边敏感点距离，核对是否具有颠覆性因素。

（7）经对初选站址的收资，全面落实站址条件，确定2～3个初选站址。

（8）确定初选站址后，向业主及业主委托单位主管部门汇报，确定推荐站址，给出推荐意见。

（9）如遇到影响站址选择的重大因素，应先取得站址区域政府职能部门相关协议或有关资料、所属单位书面意见书，作为设计依据，避免出现颠覆性因素。主要包括工程所涉及的国土资源、规划、环保、水利、林业、矿产资源、铁路、公路、文物、市政、通信、气象、国防等相关部门。

4. 工程设想

在规划选站阶段，根据变电站规模、变压器容量、变压器台数、出线规模和方向、电气主接线、近远期情况、系统中位置和站址具体情况等，在进行综合分析比较的基础上，对电气主接线和主要电气设备的选择提出初步意见，并提出相应工程量，确定工程主要技术原则和方案。

5. 投资估算

通过投资估算计算项目的静态和动态投资，通过财务评价计算上网电价，确定项目静态及动态效益和利润指标。投资者通过项目投资估算和财务评价结论对项目融资前和融资后的财务内部收益率、财务净现值、投资回收期、投资利润率、投资利税率、资本金利润率等反映项目盈利能力指标，以及资产负债率、国内借款偿还期等反映项目清偿能力的指标进行判断，做出投资决策。

（二）直流换流站

直流换流站是大功率电力汇集和消纳的重要场所，其规划选站的工作方法和技术条件与相近电压等级的交流变电站基本相同，但由于换流站增加了直流输电的技术内容，因此，换流站规划选站除必须遵守常规交流变电站站址选择的有关规定外，还要充分考虑影响换流站建设的关键因素，以确定合适的站址方案。直流换流站包括常规直流换流站（line commutated converter，LCC）和柔性直流换流站（voltage source converter，VSC），本小节主要介绍常规直流换流站，并对其中的特殊技术要求部分进行阐述，其他类同部分不再详述。

（1）落点及规模：应结合换流站在系统中的地位和作用确定合适的地理位置，如整流站应靠近电源以便于电力的汇集，逆变站应尽可能靠近负荷中心，以利于电能消纳。应结合电网远景发展考虑换流站可能同时兼做系统枢纽变电站的建设规模。

（2）污染源：换流站站址应尽量避开各类有严重污染的污染源，如化工厂、冶炼厂等，当无法避开污染源时，至少应使换流站处在这些污染源的上风向，并应对污染源的影响进行评估。

（3）环境影响：选择换流站站址时还应注意与周围环境和邻近设施的相互影响和协调。站址距飞机场、导航台、地面卫星站、军事设施、通信设施以及易燃易爆等设施的距离应符合国家相关规定和标准。避免噪声对居民产生影响。

（4）水源：换流阀外冷方式采用水冷却时，站址附近应有可靠水源，其水量及水质应满足换流站阀冷却水、消防用水及生活用水要求。所选水源尽量减少或避免与其他用水发生矛盾，当采用地表水作为供水水源时其设计枯水流量的保证率取97%。当不满足要求时，可考虑采用二次循环或空气冷却方式。

（5）交通运输：换流站站址要尽量靠近现有铁路、公路或通航河流，具备较好的交通运输条件，尽量减少换流变压器和平波电抗器等大件设备的运输费用。

（6）换流站占地面积：换流站内除有常规交流变电站设备外，还涉及换流阀、换流变压器、平波电抗器、交直流滤波器等设备，布置型式更为多样复杂，换流站的占地面积也远比类同规模容量的交流变电站要大。换流站的总平面布置主要分为交流开关场区域、换流变压器区域、阀厅控制楼区域以及直流开关场区域，占地大小主要与直流场型式、交流场型式、交直流主要设备型式、交流滤波器分组以及交流进出线规模等因素有关。由于送端换流站通常涉及较多的电源进出线或其他无功补偿等设施，因此，一般情况下送端换流站比受端换流站的占地面积要更大。根据目前国内部分已投产的常规直流换流站设计经验，换流站规划选站占地面积可参考表6-45。

**表6-45　常规直流换流站占地面积**

| 序号 | 规模（MW） | 电压等级（kV） | 直流场/交流场布置型式 | 围墙内面积（$hm^2$） |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2500 | ±400 | 户内直流场，500kV户内GIS，直流背靠背 | 8～9 |
| 2 | 3000 | ±500 | 户内直流场，500kV交流场敞开式 | 11～15 |
| 3 | 3000 | ±500 | 户外直流场，500kV交流场户内GIS | 9～10 |
| 4 | 3000 | ±500 | 户外直流场，500kV交流场户外HGIS | 9～13 |
| 5 | 5000 | ±800 | 户外直流场，500kV交流场户内GIS | 19～20 |
| 6 | 8000 | ±800 | 户外直流场，500kV交流场户内GIS | 15～16 |

续表

| 序号 | 规模（MW） | 电压等级（kV） | 直流场/交流场布置型式 | 围墙内面积（$hm^2$） |
|---|---|---|---|---|
| 7 | 10000 | ±800 | 户外直流场，分层接入，交流场 500kV 户内 GIS，1000kV 户外 GIS | 约 25 |

（三）直流极址

直流输电接地极极址选择是直流输电设计的一个重要环节，应通过技术经济比较，择优选择，做到安全可靠、经济合理，对环境影响小。

在极址选择比较中，应充分调研分析拟选接地极极址周边的地形地貌、地质结构、水文气象等自然条件，同时应向当地政府部门了解收集有关地方发展规划，以及拟选接地极极址周边的电力设施、地下金属管线、铠装或接地电缆和铁路等设施资料。

DL/T 5224—2014《高压直流输电大地返回系统设计技术规程》要求，接地极极址宜选择在远离城市和人口稠密的乡镇，交通方便，不被洪水冲刷和淹没，接地极线路走线方便的周边较空旷的地带。在换流站与海岸线的距离较近且海洋环境条件允许的地方宜优先采用海洋和海岸接地极。

接地极极址选择首先应考虑极址区域是具有宽阔且导电性能良好的散流区，极址附近的土壤电阻率一般不宜大于 100Ω·m，同时还应考虑所选极址可能对周围环境造成的影响，接地极址与换流站、220kV 及以上交流变电站、地下金属管道、通信电缆、铁路等设施应有足够的距离。根据现有国内已建成的直流输电工程接地极极址的设计和运行经验，极址一般选择在距离换流站 30～100km、场地开阔、土壤电阻率较低、对周边环境影响小的适宜地带。

当区域内有多个换流站时，经技术经济分析论证后也可以采用多换流站共用接地极。

在进行极址方案论证时，应注意直流单极大地运行时对周边有效接地交流电力变压器中性点的直流电流提升和对附近（不小于 10km）局部地下金属构件的影响。

## 二、规划选线

（一）选线原则

（1）输电线路路径方案应具有运行安全性、经济性、合理性，结合地方政府总体规划，统筹规划输电线路走廊，优化线路走向，提高走廊利用率。

（2）路径选择应避开军事设施、大型工矿企业等重要设施及禁止开发区和限制开发区的范围、国家级或省级的自然保护区和风景名胜区等。路径选择宜避开不良地质地带、重冰区、易舞动区、微气象、微地形区及影响安全运行的其他地区，当无法避让时，应进行充分论证并采取必要的措施。

（3）对输电线路的路径方案应进行综合技术经济比较，方便运行维护。输电线路路径选择应重点解决线路路径的可行性问题，避免出现颠覆性因素。每个线路应选择 2～3 个可行的线路路径方案。

（4）输电走廊应统筹规划，优化走向和宽度，提高利用率。原则上同一个通道内的输电线路（同电压等级或不同电压等级）宜采用同塔双回路或同塔多回路架设，不宜建设单回线路。不同步投运的同塔双回或同塔多回线路，应同步架线。慎重采用紧凑型线路。

（二）选线基本条件

（1）输电线路与山坡、峭壁、岩石的最小净空距离的要求。在最大计算风偏情况下，导线与山坡、峭壁、岩石之间的最小净空距离应符合表 6-46 规定的数值。

**表 6-46　导线与山坡、峭壁、岩石之间的最小净空距离　（m）**

| 线路经过地区 | 标称电压（kV） | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 110 | 220 | 500 | 1000 |
| 步行可以到达的山坡 | 5.0 | 5.5 | 8.5 | 13 |
| 步行不能到达的山坡、峭壁和岩石 | 3.0 | 4.0 | 6.5 | 11 |

（2）输电线路边导线与建筑物之间的最小净空距离要求。输电线路不应跨越屋顶为可燃材料的建筑物。对耐火屋顶的建筑物，如需跨越时应与有关方面协商同意，500kV 及以上输电线路不应跨越长期住人的建筑物。最大计算风偏的情况下，边导线与建筑物之间的最小净空距离，应符合表 6-47 规定的数值。

**表 6-47　边导线与建筑物之间的最小净空距离**

| 标称电压（kV） | 110 | 220 | 500 | 1000 |
|---|---|---|---|---|
| 距离（m） | 4.0 | 5.0 | 8.5 | 15 |

（3）输电线路边导线与建筑物之间的水平距离要求。在无风情况下，边导线与建筑物之间的水平距离，应符合表 6-48 规定的数值。

**表 6-48　边导线与建筑物之间的水平距离**

| 标称电压（kV） | 110 | 220 | 500 | 1000 |
|---|---|---|---|---|
| 距离（m） | 2.0 | 2.5 | 5.0 | 7 |

（4）输电线路导线与树木之间的最小净空距离要求。输电线路经过经济作物和集中林区时，宜采用加高杆塔跨越不砍通道的方案。在最大计算风偏情况下，输电线路通过公园、绿化区或防护林带，导线与树木之间的最小净空距离，应符合表 6-49 规定的数值。

表 6-49 导线与树木之间的最小净空距离

| 标称电压（kV） | 110 | 220 | 500 | 1000 |
|---|---|---|---|---|
| 距离（m） | 3.5 | 4.0 | 7.0 | 10 |

（5）输电线路与弱电线路接近和交叉要求。当输电线路与弱电流线路接近时，两种线路之间导线的最小水平距离，不得小于最高杆塔高度。在线路密集或狭窄地段，输电线路与弱电流线路导线间的最小水平距离在最大风偏时应满足：66kV 送电线不小于 3m；220kV 送电线不小于 6m。

输电线路与弱电流线路交叉时，交叉点至最近一基架空送电线杆塔的距离不应小于 7m，但架设在城市内的线路不受 7m 的限制。

输电线路跨越弱电线路（不包括光缆和埋地电缆）时，输电线路与弱电线路的交叉角应符合表 6-50 的要求。

表 6-50 输电线路与弱电线路的交叉角

| 弱电线路等级 | 一级 | 二级 | 三级 |
|---|---|---|---|
| 交叉角 | ≥45° | ≥30° | 不限制 |

（6）输电线路与易燃易爆材料的防火间距要求。输电线路与甲类火灾危险性的生产厂房、甲类物品库房、易燃、易爆材料堆场以及可燃或易燃、易爆液（气）体贮罐的防火间距不应小于杆塔高度加 3m，同时还应满足其他的相关规定。

（7）输电线路与铁路交叉或接近要求。在铁路线路上方架设电力线路，应满足表 6-51 的要求，且必须经铁路主管部门同意，并符合有关安全规定。

表 6-51 输电线路与铁路交叉或接近的基本要求

| | 标称电压（kV） | 杆塔外缘至轨道中心 |
|---|---|---|
| 最小水平距离（m） | 110 | 交叉：塔高加 3.0m，无法满足要求时可适当减小，但不得小于 30m。<br>平行：塔高加 3.0m，困难时双方协商确定 |
| | 220 | |
| | 500 | |
| | 1000 | 交叉：塔高加 3.1m，无法满足要求时可适当减小，但不得小于 40m。<br>平行：塔高加 3.1m，困难时双方协商确定 |

注 不宜在铁路出站信号机以内跨越。

输电线路跨越国有标准化铁路时，输电线路与铁路的交叉角应大于 70°。

（8）输电线路与道路交叉或接近要求。公路两侧建筑控制区的范围：杆塔基础外缘至路基边缘国道不小于 20m；省道不小于 15m；县道不小于 10m；乡道不小于 5m；村道不小于 3m。

禁止在高速公路两侧、立交匝道、连接线、服务区、停车场、收费站边沟外缘 50m 范围内构筑永久性工程设施。

输电线路跨越高速公路时，输电线路与高速公路的交叉角应大于 70°。

输电线路与道路交叉或接近应满足表 6-52 的要求。

表 6-52 输电线路与道路交叉或接近的基本要求

| | 标称电压（kV） | 杆塔外缘至路基边缘 | |
|---|---|---|---|
| | | 开阔地区 | 路径受限制地区 |
| 最小水平距离（m） | 110 | 交叉：8m。<br>平行：最高杆（塔）高 | 5.0 |
| | 220 | | 5.0 |
| | 500 | | 8.0（15） |
| | 1000 | | 15 或按协议取值 |

注 括号内为高速公路数值，高速公路路基边缘指公路下缘的排水沟。

（9）输电线路与河流交叉或接近的要求。在河道内组立铁塔基础外边缘距河流堤防迎水面大于 100m，背水面大于 50m。输电线路与河流交叉或接近应满足表 6-53 的要求。

表 6-53 输电线路与河流交叉或接近的基本要求

| | 标称电压（kV） | 通航河流 | 不通航河流 |
|---|---|---|---|
| | | 边导线至斜坡上缘（线路与拉纤小路平行） | |
| 最小水平距离（m） | 110 | 最高杆（塔）高 | |
| | 220 | | |
| | 500 | | |
| | 1000 | | |

注 1．不通航河流指不能通航，也不能浮运的河流。
2．表中数值需满足航道部门要求。

（10）输电线路与电力线路交叉或接近要求。输电线路与电力线路交叉或接近应满足表 6-54 的要求。

表 6-54 输电线路与电力线路交叉或接近的基本要求

| | 标称电压（kV） | 与边导线间 | |
|---|---|---|---|
| | | 开阔地区 | 路径受限制地区 |
| 最小水平距离（m） | 110 | 平行时：最高杆（塔）高 | 5.0 |
| | 220 | | 7.0 |
| | 500 | | 13.0 |
| | 1000 | | 杆塔同步排列时取 20，杆塔交错排列导线最大风偏时取 13 |

注 电压较高的线路一般架设在电压较低线路的上方，同一等级电压的电网公用线应架设在专用线上方。

（11）输电线路与索道交叉或接近要求。输电线路与索道交叉或接近应满足表 6-55 的要求。

表 6-55 输电线路与索道交叉或接近的基本要求

| | 标称电压（kV） | 与边导至管、索道任何部分 | |
|---|---|---|---|
| | | 开阔地区 | 路径受限制地区（在最大风偏情况下） |
| 最小水平距离（m） | 110 | 平行时：最高杆（塔）高 | 4.0 |
| | 220 | | 5.0 |
| | 500 | | 7.5 |
| | 1000 | | 13 |

注 1. 与索道交叉，若索道在上方，索道的下方应装保护设施。
2. 交叉点不应选在管道的检查井（孔）处。
3. 与管、索道平行或交叉时，管、索道应接地。
4. 管、索道上的附属设施，均应视为管、索道的一部分。
5. 特殊管道指架设在地面上输送易燃、易爆物品的管道。

（12）输电线路与采石场接近要求。输电线路应距有爆破作业的采石场外边缘 500m。

（13）输电线路与机场端净空的要求。输电线路与机场端净空要求应满足表 6-56 的规定。

表 6-56 输电线路与机场端净空要求 （m）

| 坡面限制 | | 机场等级 | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 一 | 二 | 三 | 四 |
| 第一段 | 长度 | 5000 | 1500 | 1500 | 4000 |
| | 坡度 | 1/100 | 1/100 | 1/100 | 1/40 |
| | 末端高度 | 50 | 15 | 15 | 100 |
| 第二段 | 长度 | 5000 | 7500 | 9500 | — |
| | 坡度 | 1/50 | 1/50 | 1/50 | — |
| | 末端高度 | 150 | 165 | 205 | — |
| 第三段 | 长度 | 5000 | 6000 | 3000 | — |
| | 坡度 | 水平 | 水平 | 水平 | — |
| | 末端高度 | 150 | 165 | 205 | — |
| 第四段 | 长度 | 5000 | 5000 | — | — |
| | 坡度 | 1/25 | 1/25 | — | — |
| | 末端高度 | 350 | 365 | — | — |
| 第五段 | 长度 | 10000 | 10000 | — | — |
| | 坡度 | 水平 | 水平 | — | — |
| | 末端高度 | 350 | 365 | — | — |
| 每端 | 总长度 | 30000 | 30000 | 14000 | 4000 |
| | 宽度 | 2000 | 2000 | 2000 | 2000 |

（14）输电线路与机场侧净空要求。输电线路与机场侧净空要求应满足表 6-57 的规定。

表 6-57 输电线路与机场侧净空要求 （m）

| 坡面限制 | | 机场等级 | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 一 | 二 | 三 | 四 |
| 过渡面 | 坡度 | 1/25 | 1/25 | 1/25 | 1/7 |
| 内水平面 | 高度 | 45 | 45 | 45 | 45 |
| | 半径 | 4000 | 4000 | 4000 | 2500 |
| 内锥形面 | 从内水平面外缘向外 | 3000 | 3000 | 3000 | 1100 |
| | 坡度 | 1/30 | 1/30 | 1/25 | 1/20 |
| | 外缘高度 | 145 | 145 | 165 | 100 |
| 外锥形面 | 从内锥形面外缘向外 | 8000 | 8000 | | |
| | 坡度 | 1/50 | 1/50 | | |
| | 外缘高度 | 305 | 305 | | |
| 外延区平面高度 | | 350 | 365 | | |
| 端侧净空过渡面坡度 | | 1/25 | 1/25 | 1/25 | 1/10 |
| 每侧总宽度 | | 17000 | 17000 | 7000 | 3600 |

（15）输电线路与原油天然气等设施的防护间距的要求。输电线路与原油、天然气等设施的防火间距应满足表 6-58 的规定。

表 6-58 输电线路与原油、天然气等设施的防火间距 （m）

| 油气厂、站、库、井种类 | | 电压等级（kV） | |
|---|---|---|---|
| | | 35 以下 | 35 及以上 |
| 原油厂、站、库 | | 1.5 倍杆塔高 | — |
| 液化石油气、天然气凝液厂、站、库 | 1000m$^3$ 以上 | 1.5 倍杆塔高 | 40 |
| | 1000m$^3$ 及以下 | | 1.5 倍杆塔高 |
| 火炬（放空管） | | 80（40） | |
| 油气井 | | 1.5 倍杆塔高 | |

注 防火间距起算点：输电线路自线路中心算起，火炬、放空管、油气井自中心算起，油罐及各种容器自外壁算起。

（16）输电线路与埋地天然气及输管道防火间距要求。输电线路与埋地天然气集输管道防火间距应满足表 6-59 的规定。

表 6-59 输电线路与埋地天然气集输管道防火间距 （m）

| 公称压力（MPa） | 与管线平行的架空电力线（kV） | |
|---|---|---|
| | 35 及以上 | 10 |
| ≤1.6 | 10 | 8 |
| ＞1.6 且＜4.0 | 15 | 10 |
| ≥4.0 | 20 | 15 |

（17）输电线路与危险品生产区A级建筑物的外部安全距离要求。输电线路与危险品生产区A级建筑物的外部安全距离应满足表6-60的规定。

**表6-60　输电线路与危险品生产区A级建筑物的外部安全距离**　（m）

| 单个建筑物存药量（kg） | | ＞18000<br>≤20000 | ＞16000<br>≤18000 | ＞14000<br>≤16000 | ＞12000<br>≤14000 | ＞10000<br>≤12000 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 电压等级 | 220kV及以上 | 880 | 860 | 830 | 800 | 750 |
| | 66kV | 380 | 360 | 350 | 340 | 320 |
| 单个建筑物存药量（kg） | | ＞9000<br>≤10000 | ＞8000<br>≤9000 | ＞7000<br>≤8000 | ＞6000<br>≤7000 | ＞5000<br>≤6000 |
| 电压等级 | 220kV及以上 | 700 | 680 | 660 | 630 | 600 |
| | 66kV | 300 | 290 | 280 | 270 | 260 |
| 单个建筑物存药量（kg） | | ＞4000<br>≤5000 | ＞3000<br>≤4000 | ＞2000<br>≤3000 | ＞1000<br>≤2000 | ＞500<br>≤1000 |
| 电压等级 | 220kV及以上 | 560 | 520 | 480 | 420 | 330 |
| | 66kV | 240 | 220 | 200 | 180 | 140 |
| 单个建筑物存药量（kg） | | ＞300<br>≤500 | ＞200<br>≤300 | ＞100<br>≤200 | ≤100 | |
| 电压等级 | 220kV及以上 | 270 | 250 | 230 | 200 | |
| | 66kV | 110 | 100 | 90 | 80 | |

（18）输电线路与危险品总仓库区A级仓库的外部安全距离要求。输电线路与危险品仓库A级仓库的外部安全距离应满足表6-61的规定。

**表6-61　输电线路与危险品总仓库A级仓库的外部安全距离**　（m）

| 单个建筑物存药量（kg） | | ＞180000<br>≤200000 | ＞140000<br>≤160000 | ＞100000<br>≤120000 | ＞80000<br>≤90000 | ＞60000<br>≤70000 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 电压等级 | 220kV及以上 | 1900 | 1800 | 1600 | 1480 | 1360 |
| | 66kV | 720 | 670 | 610 | 550 | 510 |
| 单个建筑物存药量（kg） | | ＞45000<br>≤50000 | ＞35000<br>≤40000 | ＞25000<br>≤30000 | ＞18000<br>≤20000 | ＞14000<br>≤16000 |
| 电压等级 | 220kV及以上 | 1200 | 1110 | 1010 | 880 | 830 |
| | 66kV | 460 | 420 | 380 | 340 | 310 |
| 单个建筑物存药量（kg） | | ＞10000<br>≤12000 | ＞8000<br>≤9000 | ＞6000<br>≤7000 | ＞2000<br>≤5000 | ≤1000 |
| 电压等级 | 220kV及以上 | 750 | 680 | 640 | 590 | 380 |
| | 66kV | 280 | 260 | 240 | 220 | 140 |

（19）送电线路出线走廊规划数据应符合表6-62要求。

**表6-62　送电线路出线走廊规划数据**

| 电压（kV） | | 35 | 60 | 110 | 220 | 330 | 500 | 1000 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 常用杆（塔）型式 | | 单杆 | | 单（双）杆或铁塔 | 双杆或铁塔 | 铁塔 | 铁塔 | 铁塔 |
| 常用杆（塔）称呼高（m） | | 12 | 12 | 13～15 | 20～25 | 22～25 | 23～36 | 42～75 |
| 两边线水平距离（m） | 导线三角形排列 | 3 | 4 | 6 | 12 | 14～18 | 12～15 | 30～40 |
| | 导线水平排列 | 5 | 6 | 9 | 15 | 16～20 | 22～30 | 40～60 |

## （三）线路路径选择内容及深度

（1）图上选线，明确线路的起讫点及中间必经点的位置，送电线的电压等级、回路数、导线型号、输电容量以及是否要预留其他线路路径等条件。然后在1:50000或1:100000地形图上，标出送电线路的起讫点及中间必经点的位置，按照线路起讫点间距离最短的原则，避开城市、工厂、矿山及发展规划区，避开军事设施、水利设施、地下资源、林区及经济作物区，避开已有送电线路、通信线、导航台、收发信台或其他重要管线的影响范围。再考虑地形、交通条件等因素，绘出若干个路径方案。

（2）收集资料，调查了解的单位一般应包括大行政区及省、市地区的有关部门和重要厂、矿企业及军事部门。收集资料的内容一般为有关部门所属现有设施及发展规模、占地范围、对线路的技术要求及意见等。线路经过较长山区，地质条件较差时，必要时对路径所经地区进行稳定分析，避让不良地质，优化路径。

（3）初勘，是按图上选定的线路路径到现场进行实地勘察，以验证其是否符合客观实际，并决定各方案的取舍。初勘工作一般包括如下内容：

1）根据地形、地貌找出图上选线的实地位置并沿线勘察；对特殊大跨越，应进行实地选线、定线，进行平断面图草测及地质水文勘察；在某些复杂地段，需用仪器测量落实或测绘有关平断面图。

2）由收资、协议人员到沿线的县、乡及有关厂、矿收集沿线有影响的障碍、设施资料，并办理初步协议。

3）做好拆迁、砍树、修桥补路所需建筑材料产地。材料站设置及运距调查工作。

送电线路路径选择，应在线路的起讫点间，综合考虑各种因素，选出一条投资造价最省，技术条件最好，能符合全面经济合理条件的路径。初勘结束后，

根据初勘中获得的新资料修正图上选线路径方案，并进行方案比较，最后按比较结果推荐出路径方案。

（4）路径方案应满足与铁路、高速公路、机场、雷达、监听监测台、电台、军事设施、油气管道、油库、加油站、爆破器材仓库（各类弹药库）、采石场、烟花爆竹工厂、村庄、农作物大棚等各类障碍物之间的安全距离要求或相关协议要求，减少拆迁量。

（5）路径方案应结合林区、重冰区、舞动区、微地形、微气象区等因素进行优化调整。描述线路走向、行政区、沿线海拔高程、微气象地形区、雷电活动区、水文地质条件、交通运输条件、林区、重冰地段及等级、舞动区范围及等级、主要河流、城镇规划、自然保护区、文物保护设施及重要交叉跨越等内容。

（6）线路路径应避免对居民聚集地形成“包夹”现象。

（7）路径选择应避免出现沿尚未形成的规划路布线而造成的大面积拆迁及施工现场场地平整工作。路径选择严禁出现集中或多处建筑物拆迁和大面积林木砍伐。

（8）应对各路径方案做技术经济比较，说明各方案路径长度、地形比例、曲折系数、林区长度、工矿企业及房屋拆迁量、节能降耗效益等技术条件、主要材料耗量和投资差额等，并进行比较后提出推荐方案。

（9）如遇到影响路径选择的重大因素，应先取得站址区域政府职能部门相关协议或有关资料、所属单位书面意见书，作为设计依据，避免出现颠覆性因素。主要包括工程所涉及的国土资源、规划、环保、水利、林业、矿产资源、铁路、公路、文物、市政、通信、气象、国防等相关部门。

（四）工程设想

在规划选线阶段，根据线路路径长度、电压等级、导线型号、线路回路数、交叉跨越和路径具体情况等，在进行综合分析比较的基础上，对线路设备的选择提出初步意见，并提出相应工程量，确定工程主要技术原则和方案。

（五）投资估算

通过投资估算计算项目的静态和动态投资，通过财务评价计算上网电价，确定项目静态及动态效益和利润指标。投资者通过项目投资估算和财务评价结论对项目融资前和融资后的财务内部收益率、财务净现值、投资回收期、投资利润率、投资利税率、资本金利润率等反映项目盈利能力指标，以及资产负债率、国内借款偿还期等反映项目清偿能力的指标进行判断，做出投资决策。

# 第七章

# 无　功　补　偿

## 第一节　设　计　原　则

在电力系统运行的过程中，除了有功功率建立起来的平衡供应系统外，无功功率也需要处于平衡状态。电力系统中的无功负荷容量往往超过有功负荷，加上无功功率不适合长距离输送，无功电源和负荷一般要求就地平衡，因此系统对无功电源具有分散性的要求，需要在系统中装设大量的无功补偿设备。

无功补偿设备包括并联补偿设备和串联补偿设备：并联补偿设备包括并联电容器、并联电抗器、并联动态无功补偿设备等；串联补偿设备包括串联电容器、串联电抗器等。并联无功补偿主要解决无功电源的补充问题，以达到无功电源和无功负荷的平衡；串联无功补偿则主要用来解决系统运行过程中的稳定性、短路电流超标等方面的问题。本章无功补偿所涉及的内容主要是并联无功补偿，仅对串联补偿设备的功能进行简要说明。

### 一、电压运行要求

无功补偿的目的之一是保证系统电压运行质量，根据相关规程导则要求，电压运行要求如下：

（1）330～500、1000kV 母线最高运行电压不应超过系统额定电压的1.1倍，750kV母线最高运行电压不应超过 800kV，最低运行电压不应影响电力系统稳定、厂用电的正常使用及下一级电压的调节。向空载线路充电，在暂态过程衰减后线路末端电压不应超过系统额定电压的 1.15 倍，持续时间不应大于 20min。

（2）正常运行方式时，发电厂和 500kV 变电站的220kV 母线电压允许偏差为系统额定电压的 0～10%，事故运行方式时为系统额定电压的−5%～10%。

（3）正常运行方式时，发电厂和 220（330）kV 变电站的35～110kV母线电压允许偏差为系统额定电压的−3%～7%；事故运行方式时为系统额定电压的±10%。

（4）35kV 及以上用户供电电压正负偏差绝对值之和不超过额定电压的 10%。

（5）10kV 用户的电压允许偏差值为系统额定电压的±7%。

（6）电力系统枢纽点的母线电压日变化率不宜超过 5%。

### 二、分层分区平衡原则

进行电力系统无功补偿设计时应满足分层分区平衡原则：分层平衡是指分电压层的无功功率平衡，各电压层之间应避免较大的无功功率穿越；分区平衡是指分供电区的无功功率平衡，各区域之间应避免较大的无功功率交换。电力系统配置的无功补偿设备应在系统有功功率高峰和低谷典型运行方式下，均能保证电网分层分区无功平衡。

### 三、无功备用容量安排原则

在规划设计过程中，对系统的无功补偿容量一般要按留有适当裕度来配置，以保证系统各中枢点的电压满足规定的要求。无功备用可采用具有动态无功补偿特性的设备，无功事故备用容量应主要储备于运行中的发电机、调相机和动态无功补偿设备中，以在电网发生因无功不足可能导致电压崩溃事故时，能快速增加无功电源容量，保持电力系统的稳定运行。

### 四、无功补偿配置要求

电力系统在规划设计的过程中需结合电网实际情况采用分散补偿和集中补偿相结合的方式进行无功补偿配置，以满足调压、降损的需求，无功补偿配置的要求主要考虑如下：

（1）满足系统调压要求。电压是衡量电能质量的重要指标之一，电力系统在运行的过程中需满足各电压等级的电压运行要求，电压过高或过低均不利于电力系统的安全稳定运行，保证电力系统运行在合理的电压范围内是无功补偿配置的基本要求，无功补偿设备的容量及其安装地点应至少保证满足系统不同运行方式下的调压运行要求。但仅从满足系统调压要求的

角度进行无功补偿配置可能会使系统处于较高的运行损耗状态中，电网的送受端一般允许有10%的电压降，可以承受较大容量的无功功率传输，而较远距离、较大容量的无功功率传输将会增加系统运行的损耗，并非理想的系统运行状态。当系统无功补偿不够充足时，也应能满足系统调压运行的基本原则。

（2）满足系统经济运行要求。无功功率的传输不但会产生电压损耗，也会增加电网的有功功率损耗，从而增加电力系统运行成本。因此，从系统运行经济性角度考虑，应按减少电网有功损耗和减少系统年费用的原则进行无功补偿配置，尽量做到无功就地分层分区平衡，220kV 以上电网层间应提高运行功率因数，减少无功穿越，220kV 及以下电网在划分合适供电分区的基础上，尽量减少分区间的无功流动。当系统无功补偿配置较为充足时，即具备按系统经济运行原则进行无功补偿调整的条件。

（3）满足系统优化运行要求。上述无功补偿配置原则主要是从定性分析的角度考虑的，随着计算机技术的发展，系统无功补偿配置越来越倾向于进行精确地多目标优化定量分析，以寻求最佳的无功补偿配置方案。无功补偿优化以一定无功功率、电压等相关的等式约束和不等式约束为基础，以全系统网损最小、电能质量最优、经济效益最大化等单一的或多方协调的要求为目标，进行无功优化计算工作，从而得到满足既定目标的、合理的无功补偿配置方案，使电能质量、系统运行的安全性和经济性获得统筹考虑。电力系统运行负荷多变、运行方式繁多，无功补偿配置优化方案应能满足各种不同运行方式下的优化运行需求。

## 第二节 无功负荷及电源

电力系统中有感性元件和容性元件，感性元件消耗感性无功功率，容性元件发出感性无功功率，通常意义上，把从系统中吸收感性无功功率的元件称为无功负荷，把向系统发出感性无功的元件称为无功电源，本节所讨论的无功负荷即指感性负荷，无功电源即指容性设备。

### 一、无功负荷

无功负荷从系统中吸收感性无功功率，虽然无功负荷本身不做功，只与电源交换能量，但其占用电力系统发供电设备容量，对设备的有功功率供应能力、电力传输过程中的电压损失、有功损耗、无功损耗等均会产生较大影响，无功负荷直接影响系统电压水平和功率因数，掌握无功负荷特性是系统无功平衡控制的基础。电力系统无功负荷主要包括用户无功负荷和输变电设备的无功损耗，电能从发电端到用户侧要经过多级升、降压环节，加上输电线路上的无功损耗，电网输变电设备的无功消耗相当可观，可达到与用户无功负荷相当的水平。

#### （一）用户侧无功负荷

用户无功负荷来源于用电设备，除白炽灯、电热设备、同步电动机外，大多数用电设备都要消耗无功功率。异步电动机在电力系统无功负荷中所占比重最大，其消耗无功功率的大小与负荷程度有关，满载时功率因数为 0.7～0.9，消耗无功功率为有功功率的0.5～1 倍；轻载时仅 0.5 左右，消耗无功功率约为有功功率的 1.7 倍；空载时可低至 0.2～0.3，消耗无功功率可达到有功功率的 3～5 倍。

电力系统负荷的响应和系统电压、频率有着密切的关系，负荷的特性可以用含有电压、频率的代数方程式表示，称为负荷的静态特性，不同类型负荷的静态特性也有所差异，工业城市综合负荷典型静态电压特性如图 7-1 所示，本节只讨论对系统的电压稳定性影响较大的无功—电压静态特性。用户负荷无功和电压之间的关系可以用多项式模型来表示，多项式模型可以反映出负荷的恒阻抗、恒电流、恒功率等特性，如下式所示

$$Q=Q_{\mathrm{N}}\left[a+b\left(\frac{U}{U_{\mathrm{N}}}\right)+c\left(\frac{U}{U_{\mathrm{N}}}\right)^{2}+\cdots\right] \tag{7-1}$$

式中 $Q$——实际无功负荷，Mvar；

$Q_{\mathrm{N}}$——额定无功负荷，Mvar；

$U$——运行电压，kV；

$U_{\mathrm{N}}$——额定电压，kV；

$a$——恒功率负荷占总负荷百分数；

$b$——恒电流负荷占总负荷百分数；

$c$——恒阻抗负荷占总负荷百分数。

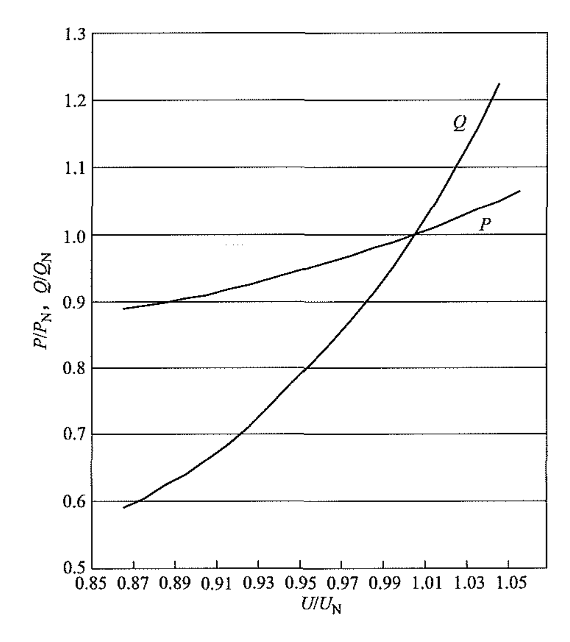



图 7-1 工业城市综合负荷典型静态电压特性图

电压变化引起的无功功率变化幅度较大，特别是当供电电压高于额定值较多时，由于磁路饱和的影响，无功功率增长很快，据统计，当供电电压为额定值的 110%时，一般工业负荷无功功率将增加 35%左右。

（二）输变电设备无功消耗

1. 变压器

变压器的无功功率损耗由励磁支路和绕组漏电抗两部分无功功率损耗组成，励磁支路的无功功率损耗与变压器所加电压相关，损耗占额定容量的百分数基本上等于变压器空载电流百分数；绕组漏电抗中的无功功率损耗则与变压器的负载容量相关，在变压器额定负载时，无功功率损耗约与短路电压百分数相等。额定电压运行情况下，变压器的无功功率损耗为

$$\Delta Q_{\mathrm{T}}=\frac{I_0\%}{100}S_{\mathrm{N}}+\frac{U_{\mathrm{k}}\%}{100}S_{\mathrm{N}}\left(\frac{S}{S_{\mathrm{N}}}\right)^2 \qquad (7\text{-}2)$$

式中 $\Delta Q_{\mathrm{T}}$——变压器无功功率损耗，Mvar；

$I_0\%$——变压器空载电流百分数；

$U_{\mathrm{k}}\%$——变压器短路电压百分数；

$S_{\mathrm{N}}$——变压器额定容量，MV·A；

$S$——变压器负载容量，MV·A。

变压器的空载电流百分数 $I_0\%$为 0.5～2，短路电压百分数 $U_{\mathrm{k}}\%$为 6～25，无功功率损耗较大，而电能在从发电厂到用户的传输过程中需要经过多级的升压、降压，变压器的无功功率损耗总量很大，可达到用电负荷的 50%～70%。

2. 输电线路

输电线路的无功功率损耗主要来源于线路电抗的无功功率损耗，其与输电线中电流的平方成正比，输电线路的无功功率损耗为

$$\Delta Q_{\mathrm{L}}=\frac{P^2+Q^2}{U^2}X_{\mathrm{L}} \qquad (7\text{-}3)$$

式中 $\Delta Q_{\mathrm{L}}$——输电线路无功功率损耗，Mvar；

$P$——输电线路末端传输有功功率，MW；

$Q$——输电线路末端传输无功功率，Mvar；

$U$——输电线路末端节点电压，kV；

$X_{\mathrm{L}}$——输电线路电抗，Ω。

输电线路的电抗值一般是线路电阻值的 10～20 倍，线路导线截面越大，差值越大。因此，输电线路的无功功率损耗远大于有功功率损耗，特别是线路重载时消耗的无功功率相当可观。

3. 并联电抗器

并联电抗器主要用于补偿输电线路的充电功率、吸收电网中过剩的无功功率。在高电压等级电网中，由线路分布电容产生的充电功率较大，当线路轻载运行时，线路电抗消耗的无功功率较少，会出现大量无功功率过剩，需要在线路上或变电站内安装并联电抗器，以吸收过剩的无功功率，防止系统运行电压过高。并联电抗器消耗的无功功率与端电压的平方成正比，可按下式计算

$$Q_{\mathrm{R}}=\frac{U^2}{X_{\mathrm{R}}} \qquad (7\text{-}4)$$

式中 $Q_{\mathrm{R}}$——并联电抗器消耗无功功率，Mvar；

$U$——并联电抗器接入点运行电压，kV；

$X_{\mathrm{R}}$——并联电抗器电抗值，Ω。

并联电抗器消耗无功功率，对系统来说也是无功负荷的一种。

4. 换流器

常规直流输电采用晶闸管换流阀，换流阀桥和换流变压器共同构成了直流输电系统的换流器，负责交流—直流、直流—交流的转换。换流器在直流输电系统运行过程中将消耗大量的无功功率，一般换流站内消耗的无功功率可达到输送功率的 40%～60%。直流输电工程两端换流站的无功功率消耗是电力系统无功负荷的重要组成，且具有分布集中、规模大的特点，需要进行专门的计算分析。有关换流站无功消耗的计算在本章第三节中详细介绍。

此外，为解决短路电流问题而装设的串联电抗器是感性设备，也是一种无功负荷；发电机、调相机这一类电源设备，在欠励磁运行时也可吸收无功功率，此时也相当于无功负荷。

## 二、无功电源

电力系统中必须要配备充足的无功电源，以满足无功负荷的需求，并为运行调压提供支持。无功电源形式较为多样，包括发电机、调相机、线路充电功率、无功补偿设备等多种类型。

（一）发电机

发电机是最重要的无功电源，输出有功功率的同时也输出无功功率，其无功输出能力可以从运行功率因数上反映出来。正常运行状态下，发电机存在滞后运行（迟相运行）、超前运行（进相运行）两种运行状态，滞后运行时发电机向电网同时送出有功功率和无功功率，超前运行时发电机向电网送出有功功率，吸收电网无功功率。此外，发电机还可以运行在调相方式下，即发电机不发出有功功率，仅向电网输出无功功率，以维持系统电压水平合理。

大部分情况下，发电机运行在滞后状态下，作为无功电源为系统提供无功功率。100MW 以下的小型发电机组直接接入负荷中心电网，供电距离近，机组额定功率因数一般设计为 0.8；100～500MW 发电机组多接入 110、220kV 电网，机组额定功率因数一般

为 0.85；600MW 及以上的大容量发电机组大部分接入 500kV 及以上电网，供电距离相对较远，不适宜远距离输送大量无功功率，机组额定功率因数一般为 0.9。运行功率因数过低会使发电机端电压上升，励磁电流上升，转子绕组温度上升，损耗增加，设备发热，影响设备寿命；功率因数过高将使发电机端电压下降，影响厂用电动机运行，还会增加发电机进相运行的机会，使发电机端部容易发热。实际运行时，发电机组需保持合适的功率因数，并要留有一定的无功裕量用以承担系统动态无功备用，以保证发电机运行的稳定性。

若系统无功功率过剩导致的电压升高可能影响系统正常运行时，则可将发电机调整到进相运行状态，吸收系统过剩的无功功率，但是进相运行会降低发电机的静态稳定性，同时增大定子端部漏磁，使定子端部铁芯发热严重，影响设备寿命。因此，同步发电机不宜长时间深度进相运行，一般进相运行功率因数不宜低于 0.95。

（二）调相机

调相机是最早采用的一种无功补偿设备，一般在远距离接收外电的受端系统装设，在电网负荷重时，调相机过励运行发出无功，可减少线路压降，在电网负荷轻时，调相机欠励磁运行吸收无功功率，防止电网电压上升，从而维持电网电压在一定的水平上，起到一定的提高系统运行稳定性的作用。同步调相机一般装设自动调节励磁装置，能自动调节无功功率的输出大小，运行灵活，是传统的动态无功补偿设备，可以有效地支撑电网的运行电压，提高运行稳定性，且短时过负荷能力较强，可提高系统短路电流水平。但调相机是一种旋转电机，运行维护复杂，响应速度慢，运行时的损耗和噪声比较大，造价成本也较高。目前调相机已逐渐被静止无功补偿器、静止同步补偿器等动态无功补偿设备所取代，但对于具有大规模的动态无功需求或需要提高系统短路电流水平的弱系统仍可考虑采用调相机。

（三）线路充电功率

输电线路在运行过程中会消耗无功功率，同时会对地电容会产生充电无功功率，成为无功电源的一部分，输电线路的充电无功功率为

$$Q_{LC}=U^2\omega C \tag{7-5}$$

式中　$Q_{LC}$——输电线路充电无功功率，Mvar；

$U$——输电线路平均运行电压，kV；

$\omega$——系统角频率；

$C$——输电线路正序电容，F。

输电线路包括架空线路和电缆线路，架空线路充电功率主要与电压等级和线路的分裂数相关，可按平均电压进行估算，估算值参考表 7-1。

表 7-1　架空线路充电功率估算表

| 电压等级（kV） | 110 | 220 | | 330 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 单根 | 单根 | 双分裂 | 双分裂 | 四分裂 |
| 充电功率（Mvar/km） | 0.034 | 0.14 | 0.19 | 0.41 | 0.56 |
| 电压等级（kV） | 500 | | | 750 | 1000 |
| | 四分裂 | 六分裂 | 六分裂（紧凑型） | 六分裂 | 八分裂 |
| 充电功率（Mvar/km） | 1.18 | 1.25 | 1.54 | 2.83 | 5.00 |

随着经济的快速发展和城市化进程的加速，电缆的应用越来越广泛。相对架空线路，电缆线路具有结构紧凑、占地小、不受气候和环境影响、供电安全可靠等优点；但是电缆线路有较大的对地电容效应，在交流电压作用下产生的容性无功功率可达到架空线路的数十倍。对于电缆线路，其电容与电缆结构、介质、电压等级等因素有关，电缆结构、材料的不同对充电功率影响较大，表 7-2 和表 7-3 分别列出了单芯铅包充油电缆线路和交联聚乙烯电缆线路在不同截面、不同电压等级下的充电功率估算值（按照平均电压估算）。表中数值仅供规划设计阶段参考，实际工程中，应根据电缆结构计算确定，或以厂家提供的数据为准；尤其是海底电缆，因其特殊的施工方法和运行条件，在铠装、金属套、制造长度等结构方面有较大的不同，充电功率必须依托厂家提供的数据进行计算。

表 7-2　单芯铅包充油电缆线路充电功率估算表

| 截面（$mm^2$） | 充电功率（Mvar/km） | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 35kV | 110kV | 220kV | 330kV | 500kV |
| 100 | | 1.07 | | | |
| 180 | | 1.2 | | | |
| 270 | | 1.23 | 3.25 | 6.5 | |
| 400 | 0.09 | 1.26 | 3.57 | 7.2 | |
| 600 | 0.1 | 1.52 | 3.9 | 7.77 | |
| 680 | | 1.58 | 4.05 | 8.0 | 17.3 |
| 800 | | | | | 21.6 |
| 920 | 0.12 | 1.75 | 4.45 | 8.74 | |
| 1200 | | 2.07 | 5.2 | 10.1 | |
| 1600 | | 2.3 | 5.73 | 11.1 | |
| 1800 | | | | | 32.9 |
| 2000 | | 2.51 | 6.2 | 11.92 | |

表 7-3　交联聚乙烯电缆线路充电功率估算表

| 截面（mm²） | 充电功率（Mvar/km） | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 35kV | 110kV | 220kV | 330kV | 500kV |
| 95 | 0.06 | | | | |
| 120 | 0.06 | | | | |
| 150 | 0.07 | | | | |
| 180 | 0.07 | | | | |
| 240 | 0.08 | 0.55 | | | |
| 300 | 0.08 | 0.61 | | | |
| 400 | 0.09 | 0.67 | 2.0 | | |
| 500 | 0.10 | 0.75 | 2.11 | 4.86 | |
| 630 | 0.11 | 0.83 | 2.31 | 5.61 | |
| 800 | 0.12 | 0.92 | 2.54 | 6.36 | 10.4 |
| 1000 | | 1.02 | 2.88 | 6.73 | 12.1 |
| 1200 | | 1.10 | 3.02 | 7.48 | 13.9 |
| 1400 | | 1.15 | 3.17 | | |
| 1600 | | 1.20 | 3.32 | 8.23 | 15.6 |
| 2000 | | 1.31 | 3.61 | 9.35 | 16.5 |
| 2500 | | | 3.85 | 9.72 | 18.2 |

（四）无功补偿设备

无功补偿设备主要包括并联电容器、静止无功补偿器（SVC）、静止同步补偿器（STATCOM）等。

1. 并联电容器

并联电容器是目前电力系统中普遍使用的无功功率补偿设备，主要用于正常情况下电网的无功补偿。并联电容器投资少，便于分散安装维护，补偿效果也较好；但并联电容器只能按照固定分组投切，不能平滑调节无功，且其出力与运行电压的平方成正比，在系统电压偏低需要大量无功补偿时反而存在设备无功补偿功率不足的问题，对于故障情况下的电压恢复效果有限。

2. 静止无功补偿器

SVC 是基于柔性交流输电技术的一种设备，主要分为直接晶闸管控制和利用铁磁饱和特性调节两大类产品。

直接晶闸管控制的 SVC 包括晶闸管控制电抗型（TCR）、晶闸管投切电抗器（TSR）、晶闸管控制的高阻抗变压器（TCT）、晶闸管投切电容型（TSC）、TCR/TSC 混合型、TCR 与固定电容器（FC）或机械投切电容器（MSC）混合型等多种类型。利用铁磁饱和特性的 SVC 包括直流控制饱和电抗器（DCR）、自饱和电抗器（SR）和磁控电抗器（MCR）。利用铁磁饱和特性的 SVC 由于损耗大、响应慢，已较少使用，其中 MCR 型 SVC 可以做成超高压直挂式，运行维护简单、占地小、造价低，目前实际工程中还有所应用；直接晶闸管控制的 SVC 中 TCR/TSC 是目前的主流技术。典型 SVC 装置结构示意如图 7-2 所示。

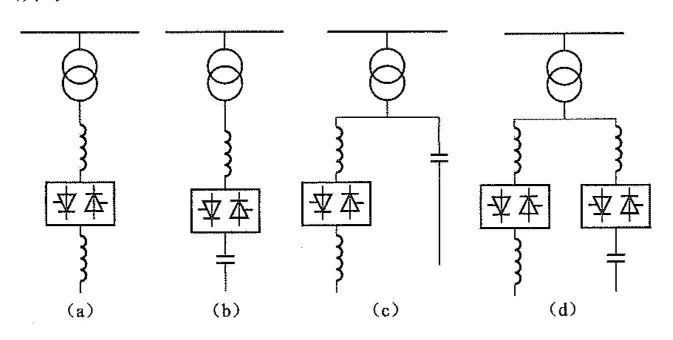



图 7-2　典型 SVC 装置结构示意图

（a）TCR、TSR；（b）TSC；（c）TCR/FC；（d）TCR/TSC

TCR/TSC 混合型 SVC 通过晶闸管控制来改变电抗器或电容器，以此调节其输出的无功功率，可在系统电压偏低时输出无功，在系统电压偏高时吸收无功，使运行电压维持在合理的范围内。由于晶闸管控制的响应速度快，当电压变化时 SVC 能够快速、平滑地调节，以满足动态无功补偿的需要，对于冲击负荷引起的母线电压突变能够起到较好的抑制作用，有利于暂态电压的恢复，可以有效改善波动性负荷造成的电网运行电压稳定问题，因此 SVC 在风电场、钢厂、电气化铁路等领域应用较多，目前 SVC 的应用已较为普遍。

SVC 在运行过程中也存在一定的问题，由于呈恒阻抗特性，与并联电容器相同，存在出力与运行电压的平方成正比，在低电压时无法提供足够无功支持的问题。此外，由于采用晶闸管控制，使得 SVC 在运行过程中会产生高次谐波，在装置设计时需要考虑滤波的问题。

3. 静止同步补偿器

在SVC的基础上，新一代的STATCOM在性能上有了进一步的提升。STATCOM 基于瞬时无功功率的概念和补偿原理，以大功率电压型逆变器为核心，采用了新一代的门极可关断晶闸管（GTO）、绝缘栅双极型晶体管（IGBT）、集成门极换相型晶闸管（IGCT）等全控型大功率电力电子开关器件，结合现代控制技术，构成具有快速无功补偿能力的无功补偿设备。STATCOM 装置结构示意如图 7-3 所示。

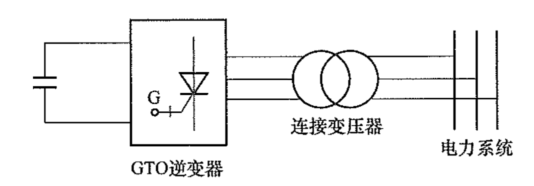



图 7-3　STATCOM 装置结构示意图

STATCOM 通过调节逆变器交流侧输出电压的幅值和相位，迅速吸收或发出所需的无功功率，从而快速动态调节无功功率，具有改善电能质量、提高电力系统运行稳定性等作用。STATCOM 是一种有源型补偿装置，具有电流源特性，输出容量与系统电压无关，在进行电压控制时具有较大的优势；STATCOM 控制技术不仅受系统谐波影响小，还可以对谐波电流进行跟踪补偿，抑制补偿电流中的谐波含量。

4. 串联电容补偿器及可控串联电容补偿器

串联电容补偿器是串联在输电线路中用以补偿线路感抗的。一般来说，装设于较高电压等级输电线路上的串联电容补偿器主要用于提高系统的稳定性，装设于较低电压等级线路上的串联电容器补偿主要用于调压。无论出于何种原因，只要装设了串联电容补偿器，即可起到改善系统无功平衡的作用，故可将其看作是一种无功电源。串联电容补偿器发出的无功功率为

$$Q_{SC} = I^2 X_C \tag{7-6}$$

式中 $Q_{SC}$——串联电容补偿器输出的无功功率，Mvar；

$I$——流过串联电容补偿器的电流，kA；

$X_C$——串联电容补偿器容抗值，$X_C = 1/(\omega C)$，Ω。

串联电容补偿器产生的无功功率与通过电容器电流的平方成正比，可以认为串联电容补偿器对改善系统运行电压和无功平衡具有自适应能力。

可控串联电容补偿器（TCSC）是在串联电容补偿器两端并联上晶闸管控制的电抗器，其输出无功功率特性与串联电容补偿器相同，不同的是其容抗值可调。TCSC 可以在相当广的范围内平滑快速地调节串联补偿装置的容抗值，从而更好地满足提高系统稳定性、改善运行电压和无功平衡、调节潮流、抑制次同步振荡等方面的要求。

## 第三节 无功功率平衡

### 一、平衡目的

在电力系统运行的过程中，无功负荷随着运行方式的不同而不同，系统中无功电源的配置应能满足各种不同运行方式下的无功负荷需求，以维持系统始终处于合理的电压运行水平，保证系统运行的安全可靠性。为此，在电力系统规划设计阶段必须进行无功功率电力平衡计算，以确定所设计系统的无功电源需求量，为规划部门安排无功电源建设提供依据。

电力系统的无功功率平衡包括容性无功平衡和感性无功平衡。在高峰（或重载）负荷运行方式下，系统感性无功消耗较大，往往体现出容性无功补偿的不足，需重点进行容性无功功率平衡计算，以确定容性无功电源的需求量；在低谷（或轻载）负荷方式下，系统感性无功消耗减少，线路容性充电功率可能过剩，往往体现出感性无功补偿的不足，则需重点进行感性无功功率平衡计算，确定感性无功电源的需求量。

### 二、电网无功平衡

根据电力系统无功就近平衡的原则，电网无功平衡一般宜按地区进行分区无功功率平衡计算，同时还应保证无功功率达到各电压等级的分层平衡。

（一）地区无功功率平衡计算

分区无功功率平衡是以划定的行政区域或供电区域为基础，进行无功功率平衡计算，以确定需要在本区域装设的无功电源容量。以地区 220kV 及以下电网容性无功平衡为例，地区容性无功功率平衡计算内容可参考表 7-4。

表 7-4 地区容性无功功率平衡计算内容

| 项 目 | ××年 | …… | ××年 |
|---|---|---|---|
| 1. 最大有功负荷（MW） | | | |
| 2. 地区最大无功负荷（Mvar） | | | |
| 3. 地区无功电源需安装容量（Mvar） | | | |
| 4. 地区无功电源（Mvar） | | | |
| （1）发电机可利用无功容量 | | | |
| （2）220kV 输电线路充电功率 | | | |
| （3）110kV 输电线路充电功率 | | | |
| （4）35kV 以上电缆线路充电功率 | | | |
| （5）外网可送入无功容量 | | | |
| （6）从 500kV 变电站受入无功容量 | | | |
| 5. 需补偿无功容量（Mvar）（3 项–4 项） | | | |
| 6. 现有无功补偿容量（Mvar） | | | |
| 7. 需新增无功补偿容量（Mvar）（5 项–6 项） | | | |

其中，220kV 及以下电网的无功电源安装总容量一般可按最大自然无功负荷的 1.15 倍计算。220kV 及以下电网的最大自然无功负荷，可按电网最大有功负荷的 $K$ 倍计算；$K$ 为电网最大自然无功负荷系数，其值与电网结构、变压级数、负荷组成、负荷水平及负荷电压特性等因素有关，应经过实测和计算确定，$K$ 值计算可参考下式

$$K = \frac{Q_G + Q_R + Q_C + Q_L}{P_G + P_R} \cdot \left(\frac{1.05U_N}{U}\right)^{\beta-\alpha} \tag{7-7}$$

式中 $P_G$——发电机发出的有功功率，MW；

$P_R$——邻网输入的有功功率，MW；

$Q_G$——发电机发出的无功功率，Mvar；

$Q_R$——邻网输入的无功功率，Mvar；

$Q_C$——电网实际投入运行的容性无功补偿设备的总容量，Mvar；

$Q_L$——线路容性充电无功功率容量，Mvar；

$U_N$——系统额定电压，kV；

$U$——系统运行电压，kV；

$\alpha$——电压有功负荷系数，0.3～0.9，一般可取 0.5；

$\beta$——电压无功负荷系数，2.0～3.0，一般可取 2.5。

电网最大自然无功负荷系数难以准确计算时，可参考表 7-5 使用经验估值。本网中发电机有功功率比重较大时，宜取较高值；主网和邻网输入有功功率比重较大时，宜取较低值。

**表 7-5 220kV 及以下电网的 $K$ 值参考**

| 变压级数（kV） | 电压等级（kV） | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 220 | 110 | 63 | 35 | 10 |
| 220/110/35/10 | 1.25～1.4 | 1.1～1.25 | | 1.0～1.15 | 0.9～1.05 |
| 220/110/10 | 1.15～1.3 | 1.0～1.15 | | | 0.9～1.05 |
| 220/63/10 | 1.15～1.3 | | 1.0～1.15 | | 0.9～1.05 |

（二）分层无功功率平衡计算

对于我国现有的 330、500、750、1000kV 等超高压、特高压电网层，首先要考虑无功分层就地平衡的基本要求，以单个变电站为中心进行无功功率平衡计算，对于距离较近的厂站也可以联合进行无功功率平衡计算，根据计算结果配置适当的高、低压无功补偿设备。分层无功功率平衡需在高峰（或重载）负荷和低谷（或轻载）负荷两种典型运行方式下分别进行容性和感性无功功率平衡计算，以满足系统调压的要求。

1．容性无功平衡计算

变电站容性无功补偿的主要作用是补偿主变压器的无功损耗、输电线路的无功缺额，并兼顾补偿所供负荷、周边厂站的无功缺额，为周边主要设备事故与检修提供无功备用。进行无功功率平衡计算时，可考虑的容性无功电源包括相邻线路的充电无功、站内容性无功补偿及相邻电厂可提供的无功，需考虑的无功负荷包括相邻线路的无功损耗、变压器的无功损耗、变电站近区高压并联电抗器设备及变电站需向中压侧电网提供的无功功率。变电站容性无功补偿总规模计算公式为

$$Q_{TC} = \Delta Q_t + \Delta Q_l + Q_t + \Delta Q - Q_g \tag{7-8}$$

式中 $Q_{TC}$——变电站容性无功补偿总规模，Mvar；

$\Delta Q_t$——变压器无功损耗，Mvar；

$\Delta Q_l$——接入变电站输电线路的无功缺额，Mvar；

$Q_t$——变电站需向中压侧电网提供的无功功率，Mvar；

$\Delta Q$——备用以及周边厂站无功缺额，Mvar；

$Q_g$——接入变电站的电厂可提供的无功容量，Mvar。

各物理量计算过程中的具体问题可参照如下原则考虑：

（1）计算变压器无功损耗时，主变压器负荷率一般按满载考虑；

（2）计算输电线路无功缺额时，需要计及输电线路充电功率、无功损耗以及线路本变电站侧高压并联电抗器的容量，线路长度一般按总长的一半考虑；

（3）变电站需向中压侧电网提供的无功功率，以中压侧最大有功负荷需求为基础，可考虑功率因数取 0.98 左右进行计算；

（4）备用以及周边厂站无功缺额的选取，可结合本站点需要向周边厂站支援无功功率容量以及发电机退出运行、线路 $N$–1 运行等方式下所增加的无功需求综合考虑；

（5）对于接入变电站的电厂可提供的无功容量，一般仅考虑近区电厂具备无功提供能力，具体可提供的无功应结合合理的机组发电功率因数考虑。

变电站容性无功平衡计算可参考表 7-6。

**表 7-6 变电站容性无功平衡计算表**

| 项 目 | 数值 |
|---|---|
| 1．变压器无功损耗（Mvar） | |
| 2．相连输电线路的无功缺额（Mvar） | |
| （1）输电线路无功消耗（Mvar） | |
| （2）输电线路充电无功功率（Mvar） | |
| （3）本侧高压并联电抗器配置容量（Mvar） | |
| 3．需向中压侧电网提供的无功功率（Mvar） | |
| 4．接入电厂可提供的无功容量（Mvar） | |
| 5．备用以及周边厂站无功缺额（Mvar） | |
| 6．需补偿的容性无功总容量（Mvar）（1 项+2 项+3 项–4 项+5 项） | |
| 7．已配置的容性无功补偿容量（Mvar） | |
| 8．需增加的容性无功补偿容量（Mvar）（6 项–7 项） | |

2. 感性无功平衡计算

变电站感性无功补偿的作用主要是补偿线路或电缆的充电功率，正常运行时线路充电功率的变化不大，其感性无功补偿总容量可通过变电站或其相邻区域的无功功率平衡确定。根据 DL/T 5429—2009《电力系统设计技术规程》，330kV 及以上电压等级线路的充电功率应基本上予以补偿，变电站感性无功补偿总需求量为

$$Q_1=\frac{l}{2}q_cB \tag{7-9}$$

式中 $Q_1$——变电站感性无功补偿总容量，Mvar；

$l$——接入变电站的线路总长度，km；

$q_c$——输电线路单位充电功率，Mvar/km；

$B$——补偿系数，一般取 0.9～1.0。

对于电源相对集中外送的地区或电缆分布较多的区域，必要时也应结合调压要求对 110、220kV 电网进行感性无功平衡计算。

对于包括直流落点的受端电网，特别要注意考虑直流小方式下换流站区域的感性无功平衡。

变电站感性无功平衡计算可参考表 7-7。

表 7-7 变电站感性无功平衡计算表

| 项 目 | 数值 |
|---|---|
| 1. 需补偿的感性无功总容量（Mvar） | |
| （1）相连输电线路 1 无功充电功率的一半（Mvar） | |
| （2）相连输电线路 2 无功充电功率的一半（Mvar） | |
| … | |
| 2. 已配置的感性无功补偿容量（Mvar） | |
| 3. 需增加的感性无功补偿容量（Mvar）（1 项–2 项） | |

## 三、发电侧无功平衡

### （一）常规发电厂（站）

本小节内容所涉及的常规发电厂（站）特指燃煤发电厂、燃气发电厂、水电站、核电站等非风电、光伏发电的发电厂（站）。发电厂内装设的发电机属无功电源设备，一般既可以在正常运行方式下发出无功作为容性无功电源，又可以在进相运行方式下吸收无功作为感性无功负荷。作为无功电源时，发电机的运行功率因数最低可达 0.85，但其进相运行时功率因数不宜过低，一般控制在 0.95 以上，且不宜长时间进相运行，火电机组则一般不安排进相运行。

因此，对于常规发电厂（站），作为无功电源点无须考虑容性无功平衡的问题，但对于输电距离较远的发电厂，在输电容量较轻时仍可能存在线路充电功率过剩的问题，需参考变电站感性无功平衡计算方法计算感性无功补偿设备的需求量。

### （二）风电场、光伏电站

对于电源出力不确定性大的风电场、光伏电站，发电机自身的无功调节能力有限，机组的运行功率因数一般要求能在超前 0.95～滞后 0.95 的范围内调节。由于这一类电站的电源出力变化快速、频繁，对系统运行电压产生较大影响，因此对于电站电压调节能力的要求也较高，一般要求大型风电场、光伏电站要配置充足的无功补偿设备以满足场站无功平衡及调压要求。

直接接入 35kV 及以上公共电网的风电场、光伏电站，其配置的容性无功容量应能够补偿风电场、光伏电站满发时场内汇集线路、主变压器的感性无功及送出线路的一半感性无功之和，其配置的感性无功容量应能够补偿风电场、光伏电站自身的容性充电无功功率及送出线路的一半充电无功功率。通过 220（330）kV 风电汇集系统升压至 500kV 及以上电压等级接入公共电网的风电场群或光伏电站群中的风电场、光伏电站，其配置的容性无功容量应能够补偿风电场、光伏电站满发时场内汇集线路、主变压器的感性无功及送出线路的全部感性无功之和，其配置的感性无功容量应能够补偿风电场、光伏电站自身的充电无功功率及送出线路的全部充电无功功率。

风电场、光伏电站的容性无功补偿容量为

$$Q_{PC}=\Delta Q_{pl}+\Delta Q_t+K_1\times\Delta Q_l \tag{7-10}$$

式中 $Q_{PC}$——风电场（光伏电站）容性无功补偿总规模，Mvar；

$\Delta Q_{pl}$——机组满发时风电场（光伏电站）内汇集线路无功损耗，Mvar；

$\Delta Q_t$——机组满发时风电场（光伏电站）内变压器无功损耗，Mvar；

$\Delta Q_l$——机组满发时风电场（光伏电站）送出线路无功损耗，Mvar；

$K_1$——风电场（光伏电站）送出线路无功损耗补偿系数。

风电场、光伏电站的感性无功补偿容量为

$$Q_{PI}=Q_{plc}+K_cQ_{lc} \tag{7-11}$$

式中 $Q_{PI}$——风电场（光伏电站）感性无功补偿总规模，Mvar；

$Q_{plc}$——风电场（光伏电站）内汇集线路充电无功功率，Mvar；

$Q_{lc}$——风电场（光伏电站）送出线路充电无功功率，Mvar；

$K_c$——风电场（光伏电站）送出线路充电无功功率补偿系数。

对于直接接入 35kV 及以上公共电网的大型风电场或光伏电站，$K_1$、$K_c$取 0.5；对于通过 220（330）kV 汇集系统升压至 500kV 以上电压等级接入公共电网的风电场群或光伏电站群中的风电场、光伏电站，$K_1$、$K_c$取 1。

## 四、用户侧无功平衡

电力用户是电能消纳端，是无功负荷的主要组成部分，在电力用户端完全达到无功功率平衡是不经济的，功率因数是衡量用户用电效率的一个主要参数。按照国家规程规定，100kVA 及以上高压供电的用户功率因数为 0.90 以上；其他电力用户和大、中型电力排灌站、趸购转售电企业，功率因数为 0.85 以上；农业用电，功率因数为 0.80。因此，对电力用户侧的无功功率平衡要求以负荷功率因数不低于相应规定值为目标，以此计算无功功率补偿容量。

电力用户负荷多为感性负荷，功率因数往往较低，一般工业企业中异步电动机负荷占比较高，其运行功率因数在满载时为 0.7～0.9，空载时则低至 0.2～0.3，多数负荷运行时功率因数远低于规程要求，因此需补偿容性无功，使负荷功率因数达到要求。电力用户需补偿的容性无功补偿总容量为

$$Q_{CC} = P_C(\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2) \tag{7-12}$$

式中 $Q_{CC}$——用户需补偿的容性无功补偿总容量，Mvar；

$P_C$——用户最大有功负荷功率，MW；

$\varphi_1$——用户补偿前负荷功率因数对应的功率因数角，（°）；

$\varphi_2$——用户补偿后负荷功率因数对应的功率因数角，（°）。

## 五、换流站无功平衡

传统直流输电系统的换流站在大负荷方式下将消耗大量无功，需要配置相当的容性无功补偿设备；在小负荷方式下因最小滤波需求又可能导致换流站无功过剩，需要配置适当的感性无功补偿设备。因此，换流站的无功功率平衡问题一直是直流输电系统设计的重点研究问题之一。由于新型柔性直流输电系统换流站具有类似 STATCOM 的性质，除为了滤波要求需装设少量滤波器外，不存在站内无功补偿问题，因此，本节内容仅针对传统采用晶闸管进行触发控制的直流输电系统。

### （一）换流站无功消耗计算方法

换流站的无功消耗容量与直流的输送功率、直流电压、直流电流、换相角以及换相电抗等因素有关，可按式（7-13）～式（7-16）进行计算，具体计算公式为

$$Q_{dc} = P\tan\varphi \tag{7-13}$$

$$\tan\varphi = \frac{(\pi/180)\mu - \sin\mu\cos(2\alpha+\mu)}{\sin\mu\sin(2\alpha+\mu)} \tag{7-14}$$

$$\mu = \arccos\left(\frac{U_d}{U_{dio}} - \frac{X_c I_d}{\sqrt{2}E_{11}}\right) - \alpha \tag{7-15}$$

$$\frac{U_d}{U_{dio}} = \cos\alpha - \frac{X_c I_d}{\sqrt{2}E_{11}} \tag{7-16}$$

式中 $P$——换流器直流侧功率，MW；

$Q_{dc}$——换流器的无功消耗，Mvar；

$\varphi$——换流器的功率因数角，（°）；

$\mu$——换相重叠角，（°）；

$X_c$——每相换相电抗，Ω；

$I_d$——直流运行电流，kA；

$\alpha$——整流器触发角，（°）；

$E_{11}$——换流变压器阀侧绕组空载电压，kV；

$U_d$——极直流电压，kV；

$U_{dio}$——极理想空载电压，等于 $E_{11}$ 的 $3\sqrt{2}/\pi$ 倍，kV。

计算逆变站无功消耗时以逆变器熄弧角代替整流器触发角。

一般按照直流系统最小功率运行方式确定换流站的最小无功消耗，按照直流系统正向全压额定运行方式确定换流站的最大无功消耗功率。若过负荷运行工况作为一种固定出现的运行方式或在直流系统运行中占据一定的比例，则应将过负荷运行工况作为换流站最大无功消耗的计算基础。

设备制造公差及系统测量、控制误差等因素可能使得各参数的取值偏离实际值，对无功消耗的计算结果产生一定影响，根据经验计算，考虑了各类偏差的最大无功消耗可能达到额定参数的 1.1 倍左右，对换流站无功配置的影响较大，故进行换流站最大无功消耗计算时应计及偏差因素对无功消耗值的影响，使最大无功消耗计算达到较大值，但在过负荷运行方式下进行无功消耗计算时不宜再考虑偏差。进行换流站最小无功消耗计算时，各类偏差对无功配置不会产生大的影响，可忽略偏差因素。

表 7-8 列出了部分整流站典型设计参数下无功消耗计算值，逆变站由于输电距离的不同而计算结果各异。

**表 7-8 整流站典型设计参数下无功消耗计算值** （Mvar）

| 运行方式 | ±500kV，3000MW | ±660kV，4000MW | ±800kV，5000MW |
|---|---|---|---|
| 额定负荷（不计偏差） | 1545 | 2140 | 2700 |

续表

| 运行方式 | ±500kV，3000MW | ±660kV，4000MW | ±800kV，5000MW |
|---|---|---|---|
| 额定负荷（计及偏差） | 1715 | 2375 | 2980 |
| 10%小负荷 | 100 | 135 | 195 |
| 运行方式 | ±800kV，8000MW | ±800kV，10000MW | ±1100kV，12000MW |
| 额定负荷（不计偏差） | 4400 | 5500 | 6750 |
| 额定负荷（计及偏差） | 4800 | 6100 | 7450 |
| 10%小负荷 | 300 | 380 | 460 |

（二）交直流系统间无功电力平衡的协调

传统直流换流站无功消耗大，主要以无功自平衡为主，一般不考虑与交流系统进行无功补偿互济，交直流系统间允许略大于一半无功分组容量大小的无功功率交换。为了充分发挥大系统的效益，在交流系统有能力的情况下，可适当考虑由近区交流系统为换流站提供部分无功补偿容量，从而减少换流站无功补偿的需求量。

直流输电系统的整流站一般汇集了近区电源的外送电力，在电源距离较近时，可以增加发电机无功出力，为换流站提供容性无功电源补偿；水电站还可考虑通过进相运行的方式为换流站提供感性无功电源补偿。为减少换流站无功设备配置容量，应充分利用交流系统的无功支持能力，交流系统无功支持能力应通过交流系统的无功平衡计算确定，包括直流大功率下的交流系统容性无功支持能力和直流小功率下的交流系统感性无功支持能力。交流系统的无功支持能力应结合电网结构特点、交直流运行方式、合理的电压运行水平要求等计算确定。

送端换流站在确定交流系统无功支持能力时，近区电源可发无功的考虑对于无功支持能力影响较大，而可传输到换流站的无功功率大小与换流站的合理运行电压水平、传输有功功率、传输距离等均相关，表7-9给出了不同传输有功功率、无功功率情况下，500kV单回100km线路首末端电压差估算值。当输电距离较远、线路负荷较重时，从维持合理的电压运行水平角度考虑，由电源提供的无功功率不宜考虑太大。

表7-9　500kV单回100km线路首末端电压差估算

| 传输有功功率（MW） | 传输无功功率（Mvar） | 线路首末端压差（kV） |
|---|---|---|
| 1000 | 100 | 5 |
|  | 200 | 10 |
|  | 300 | 15 |
|  | 400 | 20 |
| 2000 | 200 | 5 |
|  | 400 | 15 |
|  | 600 | 25 |
|  | 800 | 35 |

容性无功支持能力应以直流大功率运行作为基础运行方式进行计算。为保守计算交流系统无功提供能力，计算时应以近区机组的不利开机方式或较为严苛的接线方式作为基础，对于出现概率低的线路$N$–2及以上方式可不计入考虑。

由于直流小功率运行时需投入一定量的无功补偿设备用以滤波，造成换流站出现较大容性无功过剩，因此进行交流系统感性无功支持能力平衡计算时，应以直流最小功率方式作为基础运行方式进行计算。为保守估计交流系统感性无功支持能力，换流站近区网架宜按全接线方式考虑，电源按最小开机方式考虑。此外，利用发电机组的进相能力可以吸收系统过剩的容性无功，减少感性无功设备的投入，进行交流系统无功吸收能力计算时宜适当考虑换流站近区发电机的进相能力，进相能力的考虑以发电厂出线充电功率基本得到补偿为宜。

逆变站一般位于负荷中心地区，地区的感性无功消耗大，自身即需要配置大量的容性无功补偿设备，从保障负荷用电安全的角度考虑，应保证换流站的无功自平衡，不宜考虑交流系统的无功支持能力，或仅考虑少量的无功吸收能力。

（三）换流站无功电力平衡

换流站内需装设的无功补偿设备容量应根据容性无功平衡和感性无功平衡计算结果确定，在平衡计算时需考虑交流母线电压运行水平、备用等因素的影响。

1. 容性无功平衡

确定换流站容性无功补偿总量时，宜在交流母线正常运行电压水平下进行平衡，换流站站内容性无功补偿总容量为

$$Q_{total}=\frac{-Q_{ac}+Q_{dc}}{k^2}+NQ_{sb} \qquad (7\text{-}17)$$

式中　$Q_{total}$——换流站容性无功需求总容量，Mvar；

$Q_{ac}$——交流系统提供的无功容量，Mvar；

$Q_{dc}$——换流器无功消耗，Mvar；

$Q_{sb}$——无功小组容量，Mvar；

$N$——备用无功设备组数；

$k$ ——电压修正系数，换流站交流母线正常运行电压水平与无功设备额定电压的比值。

在备用无功设备组数上，从系统运行的安全可靠性角度考虑，一般设置 1～2 组备用。对于交流系统有无功提供能力的换流站，在送端交流系统无功提供能力计算时考虑了各种不利运行工况，此时可考虑由交流系统承担换流站的无功备用，受端换流站一般位于负荷中心地区，大负荷运行方式下无功需求较大，负荷密集地区的受端换流站可设置 1～2 组专门的无功小组备用。

2. 感性无功平衡

换流站感性无功补偿容量缺额一般以计算的最小无功消耗为基础，考虑换流站因交流滤波要求必须投入的滤波器、交流系统无功吸收能力后，经过平衡计算确定。直流小方式下，换流站不足的感性无功功率为

$$Q_r = Q_{fmin}k^2 - (Q_{ac} + Q_{dc}) \quad (7\text{-}18)$$

式中 $Q_r$——换流站感性无功需求，Mvar；

$Q_{fmin}$——为满足滤波要求投入的滤波器产生的无功功率，Mvar；

$Q_{dc}$——换流器无功消耗，Mvar；

$Q_{ac}$——交流系统吸收的无功容量，Mvar；

$k$——电压修正系数，感性平衡计算时换流站交流母线电压水平与感性无功设备额定电压的比值。

## 第四节 无功补偿容量配置及选型

### 一、容量配置

按照分层分区、就地平衡的无功平衡原则，电力系统无功补偿的容量配置既需要满足全网总体无功平衡，又需要满足局部地区的无功平衡，在无功补偿容量的配置上应考虑无功集中补偿与分散补偿相结合、高压补偿与低压补偿相结合的原则，不同电压层、不同位置的无功容量配置需因地制宜，以满足无功平衡的基本原则。

#### （一）无功分组容量选择

根据上述无功功率平衡计算方法，可以获得各方需要补偿的无功功率容量，在补偿容量确定的情况下，适当的分组容量考虑需要综合各方面的影响因素。无功分组数多，补偿效果好，运行灵活性大，但设备投资高，占地面积大，经济性差；且电容器分组数越多，与系统发生谐振的概率也越大，因此，对无功分组容量的考虑还是以加大单组容量、减少组数为原则，在此基础上兼顾不引起谐振、谐波放大，满足系统运行、设备制造能力等方面的要求。无功分组容量的确定原则考虑如下：

（1）投切一组无功分组设备引起所接变压器母线电压的波动值不宜超过其额定电压的 2.5%；对于 330kV 以上变电站，电压波动可按不超过中压侧额定电压的 2.5%考虑；对于有载调压变压器，则应按电压波动不超过调压分接头的档距考虑。

无功分组容量 $Q_{fz}$ 可按下式进行近似估算

$$Q_{fz} = \Delta U \cdot S_d \quad (7\text{-}19)$$

式中 $Q_{fz}$——无功分组容量，Mvar；

$S_d$——电容器所接母线三相短路容量，Mvar；

$\Delta U$——考核侧交流母线的允许电压波动，%。

（2）分组无功设备在不同组合方式下投切时，不得引起高次谐波谐振和有害谐波的放大。

发生 $n$ 次谐波谐振的电容器容量 $Q_X$ 可按下式进行近似估算

$$\left.\begin{aligned} Q_X &= S_d\left(\frac{1}{n^2} - A\right) \\ A &= \frac{X_L}{X_C} \end{aligned}\right\} \quad (7\text{-}20)$$

式中 $S_d$——电容器所接母线三相短路容量，Mvar；

$n$——谐波次数；

$A$——电容器组每相感抗与容抗的比值；

$X_L$——电容器组每相感抗值；

$X_C$——电容器组每相容抗值。

（3）应与断路器投切电容器的能力相适应。

（4）并联电容器组的分组容量不超过单台电容器的爆破容量和熔断器的耐爆能量。

#### （二）电网无功补偿容量配置

1. 330kV 及以上电网无功补偿容量配置

330kV 及以上电网无功补偿以分层就地补偿为主，需要兼顾容性无功补偿和感性无功补偿的需求，各电压等级系统与下一级系统之间不应有大量的无功功率交换。

330kV 及以上电压等级变电站容性无功补偿容量以补偿主变压器和输电线路的无功损耗为主，容性无功补偿容量应按照主变压器容量的 10%～30%配置，或经过计算确定，原则上补偿容量不宜超过 30%。

330kV 及以上电压等级的感性无功补偿容量需求主要来自于对输电线路充电功率的补偿，一般要求采用高、低压并联电抗器予以基本补偿。线路高压并联电抗器除起到感性无功补偿的作用外，还肩负着限制工频过电压、降低潜供电流和恢复电压的作用，其容量选择需综合考虑上述要求确定。选择高压并联电抗器的容量时还需要注意不应引起输电回路产生谐振过

电压，即不能仅依靠高压并联电抗器实现 100%的线路充电功率补偿。一般高压并联电抗器以补偿输电线路 70%～90%的充电功率为宜，剩余充电功率容量可在变电站装设低压并联电抗器予以补偿。当局部地区 330kV 及以上电压等级输电线路的短线路较多时，可根据电网结构，在适当的地点装设高压并联电抗器进行无功补偿，以无功补偿为主的高压并联电抗器应装设断路器，可直接装设在变电站高压侧母线上。

330kV 及以上电压等级变电站配置的低压无功补偿设备单组容量最大值确定应满足上述要求。330kV 变电站补偿设备的分组容量一般选为 10～30Mvar，500kV 变电站电容补偿设备的分组容量一般选为 60～80Mvar，750kV 变电站电容补偿设备的分组容量一般选为 90～120Mvar，1000kV 变电站补偿设备的分组容量基本采用 210Mvar（电容）和 240Mvar（电抗）两种容量，表 7-10 汇总了 330kV 及以上电压等级变电站无功补偿分组容量一般配置参考值。为简化接线、节省投资，尽可能选择较大的分组容量以减少分组数，当变电站安装有两台及以上变压器时，每台变压器配置的无功补偿容量宜尽可能相同。

**表 7-10　330kV 及以上电压等级变电站无功补偿分组容量一般配置参考值**

| 变电站电压等级（kV） | 330 | 500 | 750 | 1000 |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 分组容量（Mvar） | 10～30 | 60～80 | 90～120 | 210（电容）<br>240（电抗） |

2. 220kV 及以下电网无功补偿容量配置

220kV 及以下电网的容性无功补偿总容量需满足按本章第三节地区容性无功功率平衡方法计算出的地区容性无功功率需求，无功补偿设备的安装地点主要考虑在各电压等级变电站内及输电线路上。

220kV 变电站的容性无功补偿容量应能补偿主变压器无功损耗、相连线路的无功缺额，并为下一电压等级系统提供一定无功功率，无功补偿容量可按照主变压器容量的 10%～30%配置，当变电站接有直配负荷时，可按上限配置，当变电站出线以电缆为主时，可按下限配置。无功补偿容量配置后，应能满足 220kV 主变压器最大负荷时，高压侧功率因数不低于 0.95。对近区电源较为集中或进、出线以电缆为主的 220kV 变电站，可根据电缆长度配置相应的感性无功补偿设备。

35～110kV 电压等级变电站的容性无功补偿容量以补偿主变压器无功损耗为主，并适当兼顾为负荷侧提供一定无功功率，无功补偿容量同样按照主变压器容量的 10%～30%配置。当 35～110kV 变电站内配置了滤波电容时，可按主变压器容量的 20%～30%配置；当 35～110kV 变电站内为电源接入点时，可按主变压器容量的 15%～20%配置。无功补偿容量配置后，应能满足 35～110kV 主变压器最大负荷时，高压侧功率因数不低于 0.95。对于出线以电缆为主的 110kV 变电站，需根据电缆长度及电网运行情况配置相应的感性无功补偿设备。

10kV 及以下配电网的无功补偿容量以补偿主变压器无功损耗和感性用电负荷的无功功率消耗为主，补偿方式包括在配电变压器低压侧装设集中补偿设备和在高压输电线路上装设分散补偿设备，以集中补偿为主，在供电距离远、负荷重、功率因数低的 10kV 高压线路上可以考虑装设分散补偿设备。配电变压器或者高压线路上装设的无功补偿设备容量可按照不超过主变压器容量的 20%～40%配置，补偿到变压器高压侧功率因数不低于 0.95 为宜。高压线路的无功补偿设备宜装设在线路负荷集中处，或距线路首端 1/2、2/3、4/5 处，以安装在一处为宜，最多不应超过两处。配电变压器的低压补偿设备可直接安装在配电变压器低压侧，与配电变压器同时投切。

对于 220kV 变电站，无功补偿设备接于 66kV 电压等级时分组容量不宜大于 20Mvar，接于 35kV 电压等级时不宜大于 12Mvar，接于 10kV 电压等级时不宜大于 8Mvar；110kV 变电站无功补偿设备的分组容量不宜大于 6Mvar；35kV 变电站无功补偿设备的分组容量不宜大于 3Mvar，表 7-11 汇总了 220kV 及以下电压等级变电站无功补偿分组容量配置参考值，根据系统实际运行情况，也可适当放大分组容量。

**表 7-11　220kV 及以下电压等级变电站无功补偿分组容量配置参考值**

| 变电站电压等级（kV） | 35 | 110 | 220（无功补偿设备接于不同电压等级） | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| | | | 10 | 35 | 66 |
| 分组容量（Mvar） | ≤3 | ≤6 | ≤8 | ≤12 | ≤20 |

图 7-4 为 220kV 及以下地区电网容性无功补偿配置示意图，假设地区用户负荷有功功率为 100MW，负荷功率因数为 0.9，为便于无功补偿的分析，忽略数值较小的有功损耗及 35kV 线路充电功率，假设 220kV 和 110kV 变压器容量均为 120MV·A，110kV 输电线路为 2 回 50km 线路，35kV 采用 4 台 31.5MV·A 变压器，输电线路为 4 回 25km 线路，图中给出了从 220kV 电网层逐级向下供电 100MW 时的无功损耗及容性无功补偿设备容量配置分布。图 7-4 仅代表一般性配置方式，具体网络无功补偿容量配置应结合网架结构特点论证确定。

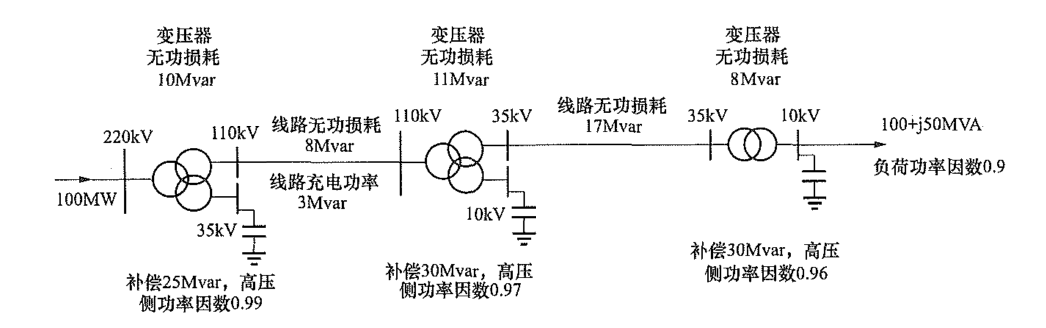
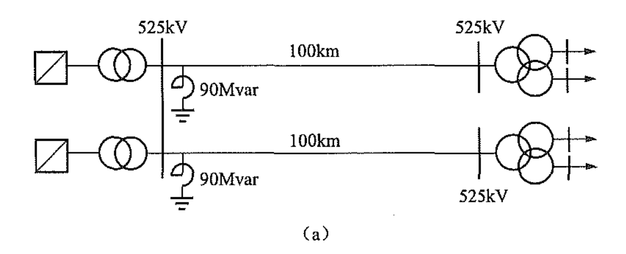



图 7-4　220kV 及以下地区电网容性无功补偿配置示意图

（三）发电厂无功补偿容量配置

送电距离较远的发电厂，特别是水电厂运行方式变化较多，外送输电线路轻载运行的工况时有发生，需要装设感性无功补偿设备来平衡送电容量较轻时输电线路上产生的过剩充电功率，其无功补偿容量的确定与超高压变电站感性无功补偿容量确定类似。

发电厂的感性无功补偿设备一般装设在有可能轻载运行的长距离输电线路的电厂侧，对于电厂最小出力率维持在较高水平的电厂或输电距离较近时，一般可不装设无功补偿设备，感性无功补偿设备多装设在电厂外送出线上。若电厂短距离送出线路回路数较多，电厂低出力运行时也可能产生过剩充电无功，可以统一考虑在电厂高压侧母线上装设感性无功补偿设备。不同接入情况下电厂高压并联电抗器装设位置示意如图 7-5 所示。



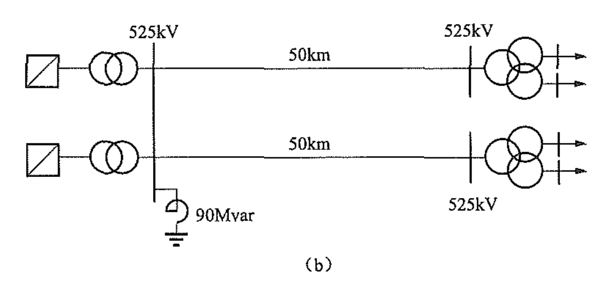




图 7-5　电厂高压并联电抗器装设位置示意图

（a）远距离送电线路；（b）多回短距离送电线路

风电场和光伏电站出力不确定性大，变化快速、频繁，为避免电站运行造成系统运行电压的频繁波动及运行稳定性问题，对这一类电站的电压调节能力要求较高，规定直接接入 35kV 及以上公共电网的大型风电场或光伏电站内应配置充足的无功补偿设备，具体无功补偿容量的计算参考本章第三节内容。风电场或光伏电站的无功补偿设备一般集中装设在升压变压器的低压侧，无集中升压变压器的，则在汇集点集中安装无功功率补偿设备。

（四）电力用户无功补偿容量配置

电力用户应根据负荷性质采用适当的无功补偿方式和容量，在任何情况下，不应向电网倒送无功电力，保证在电网负荷高峰时不从电网吸收大量无功电力，同时保证电能质量满足相关技术标准要求。电力用户一般为感性负荷，需要安装容性无功补偿设备，原则上，电力用户进行无功补偿后其功率因数不应低于国家规程规定的最小值，即 100kVA 及以上高压供电的用户功率因数为 0.90 以上；其他电力用户和大、中型电力排灌站、趸购转售电企业，功率因数为 0.85 以上；农业用电功率因数为 0.80。用户侧的无功补偿以补偿局部无功功率消耗为目的，从增大无功补偿效力、减少功率传输损失的角度考虑，有条件的情况下，100kVA 及以上高压供电用户补偿后的功率因数可以提高到 0.95 以上，其他用户功率因数可补偿到 0.9 以上，但也不宜过高，以节约投资，并避免产生过大的充放电电流。

在用户侧进行无功补偿时，对容量较大的低压用电设备，可以采用个别装设的方法进行分散补偿，对于小容量的低压用电设备，则可以采用集中在低压配电柜内加装电容器的方法集中补偿。对于高压用电设备，采用集中补偿的方式可以获得较优的经济性。

（五）换流站无功补偿容量配置

1. 无功分组容量确定

换流站无功设备需求量较大，尤其容性无功设备配置总容量会达到直流额定功率的 40%～60%，从系统运行及滤波需求等角度考虑，一般分为数个大组，每大组下设数个小组，通过大小组的投切来满足不同直流运行工况下的无功需求，无功大组及小组分组容量的确定是无功配置方案的基础。

无功小组分组容量的确定需考虑无功小组投切引起换流站交流母线电压波动的影响、换流站无功补偿总容量、滤波性能和设备布置等要求进行优化，尽量减少组数。我国直流输电工程中投切一个无功小组引

起换流站交流母线的暂态电压波动一般按不大于1.5%或不大于 2% 控制，负荷中心地区或换流站交流侧母线电压为500kV以下时可取低值，电源集中地区或距离负荷较远地区可取高值，对于远离负荷中心且交流母线电压等级为500kV及以上的换流站，还可研究放宽暂态电压波动标准。投切一个无功小组引起的换流站交流母线稳态电压变化应以不导致换流变压器有载调压分接头动作为原则。

无功大组的容量选择应结合系统稳定要求、无功小组的分组容量、大组断路器最大开断能力、滤波器类型和配置要求、设备可靠性水平等因素综合确定。切除一个无功大组是一种非正常方式，在电压波动方面对无功大组容量的限制可以考虑放宽，以不影响直流系统运行为主，切除无功大组引起的暂态电压变化不导致直流系统发生闭锁故障即可；但换流站失去一组无功大组后对系统运行的无功平衡会产生较大影响，此时应考虑合理降低直流功率输送水平。

为控制换流站无功设备投切引起的电压波动在系统任何运行方式下都不超过规定的限值，换流站无功分组投切引起交流母线的电压变化率计算应选择直流工程投产初期短路容量最小的典型运行方式，并考虑换流站附近对交流母线短路容量影响最大的线路 $N$–1 方式，对于双极直流输电系统，在直流单极投产的过渡年份可适当放宽要求，主要以直流双极全部投产的年份为基础进行计算。

在确定无功分组容量时可先根据交流母线暂态电压波动估算无功分组容量的初选区域，估算公式为

$$\Delta U = \frac{\Delta Q}{S_d - \Sigma Q} \quad (7\text{-}21)$$

式中 $\Delta U$——换流站交流母线的暂态电压波动，%；
$\Delta Q$——无功分组容量，Mvar；
$S_d$——换流站交流母线短路容量，Mvar；
$\Sigma Q$——换流站已投入的无功补偿设备总容量，Mvar。

初步估算的无功分组容量区域可作为参考基础，利用仿真工具对区域内不同容量的单组无功设备投入及切除时的电压波动情况进行仿真计算，根据实际仿真计算的电压波动值确定最终的无功分组容量限制范围。

表7-12为国内某±800kV换流站无功分组投切时电压波动计算表，±800kV直流输电系统的换流变压器分接头步长一般为 1.25%，按照投切 1 组无功小组引起的稳态电压波动不大于换流变压器分接头步长80%的原则，该换流站进行无功小组投切时允许的稳态电压波动为 1%左右，比较各项计算数值，可知该换流站无功小组容量以不超过160Mvar为宜。

**表 7-12 某±800kV 换流站无功分组投切时电压波动计算表**

| 运行方式 | 分组容量（Mvar） | 暂态电压波动 | | 稳态电压波动 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 切 1 组 | 投 1 组 | 切 1 组 | 投 1 组 |
| 完整接线 | 180 | –1.37% | 1.41% | –0.91% | 0.94% |
| | 190 | –1.43% | 1.48% | –0.96% | 0.99% |
| | 195 | –1.48% | 1.52% | –1.00% | 1.02% |
| $N$–1 接线方式 1 | 180 | –1.36% | 1.41% | –0.91% | 0.94% |
| | 185 | –1.40% | 1.45% | –0.93% | 0.97% |
| | 190 | –1.44% | 1.49% | –0.96% | 1.00% |
| $N$–1 接线方式 2 | 160 | –1.45% | 1.48% | –0.96% | 0.98% |
| | 165 | –1.49% | 1.53% | –0.99% | 1.01% |
| | 180 | –1.62% | 1.67% | –1.08% | 1.12% |
| $N$–1 接线方式 3 | 160 | –1.41% | 1.45% | –0.93% | 0.95% |
| | 165 | –1.45% | 1.50% | –0.94% | 0.97% |
| | 180 | –1.59% | 1.64% | –1.03% | 1.07% |
| $N$–1 接线方式 4 | 160 | –1.40% | 1.45% | –0.91% | 0.94% |
| | 165 | –1.44% | 1.49% | -0.94% | 0.99% |
| | 180 | –1.57% | 1.62% | –1.03% | 1.07% |

无功分组计算一般考虑在系统最小开机运行工况下进行，计算条件较为严苛。对于直流输电系统的送端系统，当直流输送容量较大时往往近区机组开机也较多，系统短路电流及短路容量均有所增大，可以承受的无功小组容量也较大，此时可以考虑适当加大无功小组的分组容量。因此，从尽可能减少无功小组分组，节约工程投资的角度考虑，必要时换流站的无功小组容量可以考虑分为两种不同大小，对于直流低负荷时投切的兼顾滤波功能的滤波器仍按照最严苛工况下的小组容量限值考虑，对于大负荷时投切的电容器组可根据计算情况适当放大小组容量，并结合直流工程成套设计最终确定。

2. 容性无功补偿容量配置

根据上述容性无功总量需求及分组容量限制，可获得经济合理的初步容性无功配置方案；容性无功设备以装设在换流站交流母线侧的交流滤波器及电容器组为主，为节约投资，若换流站内设有自交流网侧换流母线直接引接的站用变压器，可考虑在站用变压器低压侧装设低压电容器代替部分高压电容器作为容性无功补偿的方案，站用变压器低压侧无功分组容量应结合站用变压器各电压侧电压波动的允许范围确定。

为提高直流系统运行可靠性，无功大组分组应至少为 2 组，一般考虑为 3 组及以上。

表 7-13 为国内部分直流输电工程两端换流站容性无功补偿设备配置情况。

表 7-13 国内部分直流输电工程两端换流站容性无功补偿设备配置情况

| 工程名称 | 电压等级（kV） | 直流容量（MW） | 站名 | 交流系统无功提供/吸收能力（Mvar） | 交流母线等级（kV） | 单组无功补偿容量（Mvar） | 无功设备额定电压（kV） | 组数 | 总无功补偿容量（Mvar） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 灵宝背靠背一期 | 125 | 750 | 西北侧 | 0/0 | 330 | 36 | 345 | 7 | 252 |
| | | | 华中侧 | 0/0 | 220 | 36 | 230 | 7 | 252 |
| 天生桥—广州 | ±500 | 1800 | 马窝 | 330/110 | 220 | 80 | 230 | 9 | 720 |
| | | | 广州 | 0/150 | 220 | 100 | 230 | 11 | 1100 |
| 高坡—肇庆 | ±500 | 3000 | 高坡 | 400/0 | 500 | 130 | 525 | 11 | 1430 |
| | | | 肇庆 | 0/180 | 500 | 140 | 525 | 13 | 1820 |
| 兴仁—宝安 | ±500 | 3000 | 兴仁 | 450/0 | 500 | 140 | 525 | 10 | 1400 |
| | | | 宝安 | 0/200 | 500 | 155 | 500 | 12 | 1860 |
| 宁东—山东 | ±660 | 4000 | 银川东 | 450/0 | 330 | 150 | 363 | 14 | 2100 |
| | | | 青岛 | 0/0 | 500 | 180 | 515 | 14 | 2520 |
| 楚雄—穗东 | ±800 | 5000 | 楚雄 | 0/200 | 500 | 187 | 525 | 17 | 3179 |
| | | | 穗东 | 0/300 | 500 | 190、210 | 500 | 7+8 | 3010 |
| 向家坝—上海 | ±800 | 6400 | 复龙 | 1050/200 | 500 | 220 | 525 | 14 | 3080 |
| | | | 奉贤 | 0/400 | 500 | 238、260 | 515 | 7+8 | 3746 |
| 普洱—侨乡 | ±800 | 5000 | 普洱 | 270/0 | 500 | 160 | 525 | 18 | 2880 |
| | | | 侨乡 | 0/175 | 500 | 231 | 525 | 14 | 3234 |
| 哈密南—郑州 | ±800 | 8000 | 哈密南 | 1400/0 | 500 | 230、270 | 530 | 11+5 | 3880 |
| | | | 郑州 | 0/0 | 500 | 260 | 525 | 19 | 4940 |
| 锡盟—泰州 | ±800 | 10000 | 锡盟 | 300/0 | 500 | 245、365 | 530 | 10+10 | 6100 |
| | | | 泰州 | 0/480 | 500 | 315、350 | 1050 | 4+6 | 3360 |
| | | | | 0/360 | 1000 | 210、245 | 520 | 5+9 | 3255 |

3. 感性无功补偿容量配置

按照感性无功平衡计算结果，在考虑交流系统的无功吸收能力后，若换流站仍存在较多剩余无功，则需要采取相应的措施予以平衡，可考虑在换流站内或附近交流站点配置感性无功补偿设备，或者利用换流器增大触发角或熄弧角以增加换流站无功消耗，达到短时提供感性无功补偿的作用。

通过增大触发角或熄弧角增加换流站无功消耗的方式虽然可以在一定程度上平衡剩余容性无功，但该方式会导致换流器运行工况恶化，换流阀阻尼均压回路、平波电抗器和直流滤波器等设备均会承受比正常触发角下大得多的电气应力，对设备寿命有极为不利的影响，直流系统不宜长期在这种方式下运行；仅在无功总量较小、触发角或熄弧角增大幅度不大时，或直流小方式出现概率较低时，可优先考虑。

当直流最小负荷运行方式持续时间较长、换流站剩余无功较大时，需要考虑在站内或附近交流站点内装设感性无功补偿设备。若换流站内设有自交流网侧换流母线直接引接的站用变压器，则可考虑在站用变压器低压侧装设低压电抗器，可在较低设备投资下获得所需的感性无功补偿容量；若无站用变压器，则可考虑装设站内可投切高压并联电抗器或在站外配置低压电抗器。当距离换流站较近的交流站点在满足自身平衡外留有装设无功设备的位置，则可在交流站点装设低压无功补偿设备来平衡换流站内无功，这种方式比在换流站高压母线侧装设无功补偿设备更为经济，但会增加交直流系统间的无功交换量，在一定程度上增加输电损耗。因此，可通过技术经济比较分析确定具体感性无功容量和装设地点，解决直流最小负荷运行方式下的剩余容性无功平衡问题。

## 二、设备选型

### （一）无功补偿设备选型的一般原则

无功补偿设备类型较多，各有其适用的范围，在

选用无功补偿设备时，应遵循以下基本原则：

（1）无功补偿设备的选型首先应在保证系统安全可靠运行的基础上，满足系统无功平衡的需求；

（2）在满足上述条件的基础上，应优先选用经济性较优的低压并联电容器和低压并联电抗器；

（3）无功补偿设备选型应考虑可能的分期装设需求；

（4）无功补偿设备选型应能适应系统运行方式变化时对无功补偿容量调整的需求。

（二）感性无功补偿设备选型

220kV 及以下电网的感性无功补偿设备主要是指装设在变压器低压侧的低压并联电抗器，330kV 及以上电网的感性无功补偿设备除了装设在变压器低压侧的低压并联电抗器外，还有装设于高压母线上或线路上的高压并联电抗器。

低压并联电抗器投资低、运行维护简单，且可分组投切，满足不同工况下的运行需求，是首选的感性无功补偿设备。

相对而言，高压并联电抗器造价高，仅仅把它作为无功补偿设备经济性太差，高压并联电抗器在系统中往往还承担着更为重要的任务，系统中的诸多问题都可以通过装设高压并联电抗器予以解决：

（1）可通过装设高压并联电抗器抑制空载或轻载时长线路电容效应引起的工频电压升高，将线路故障后的工频暂态过电压限制在规程允许值范围内；

（2）可通过装设高压并联电抗器，并配置适当的中性点小电抗，降低输电线路单相瞬时接地故障时的潜供电流和恢复电压，加速潜供电弧的熄灭，提高线路自动重合闸的成功率；

（3）可通过装设高压并联电抗器防止发电机带长线路运行可能出现的自励磁问题；

（4）可通过装设高压并联电抗器降低高压母线上工频稳态电压，便于系统同步并列操作。

以上系统运行问题是装设高压并联电抗器的先决条件，在此基础上才考虑高压并联电抗器作为感性无功补偿设备补偿输电线路充电功率的作用。

从高压并联电抗器的作用及经济性角度考虑，高压并联电抗器一般直接装设在线路上，但是当 330kV 及以上电网局部短线路较多，且不具备条件装设线路高压并联电抗器和低压并联电抗器时，可根据电网结构，在适当站点装设母线可投切高压并联电抗器。

除普通的高压并联电抗器外，近年来，可控高压并联电抗器在我国电力系统中也有所应用。可控高压并联电抗器装置根据其构成原理的不同，可以划分为基于高阻抗变压器原理和基于磁控原理等类型，可动态调节其容量，协调无功补偿与抑制工频过电压之间的矛盾。可控高压并联电抗器不但可以根据需要灵活快速地调节无功出力以满足系统无功平衡、保持系统电压稳定性及工频过电压安全性，还能起到减少系统运行损耗、提高电网输送能力的作用。可控高压并联电抗器主要应用于需要兼顾系统无功功率平衡、抑制工频过电压和潜供电流、提高系统运行稳定性需求的系统。

500kV 忻州开关站装设的分级式可控高压并联电抗器和 500kV 江陵换流站装设的直流助磁式可控高压并联电抗器是我国最早装设的 500kV 可控高压并联电抗器，也是两种典型类型的可控高压并联电抗器。装设在 750kV 敦煌变电站上的 300Mvar 分级式可控高压并联电抗器是世界上首台 750kV 可控高压并联电抗器，分为 100%、75%、50%、25%四级可控；该可控高压并联电抗器为配套金昌—酒泉—安西 750kV 河西走廊风电外送通道运行而建设，用以解决河西 750kV 电网无功调节和限制过电压的矛盾，缓解西北电网长距离输电和风能资源的间歇性、波动性带来的电压稳定问题，同时起到降低输电损耗、提高输送容量和电网安全稳定水平的作用。鱼卡 750kV 开关站装设了世界首套 750kV 磁控高压并联电抗器，额定容量为 330Mvar，通过调节控制侧直流励磁电流，可使输出无功在 5%～100%额定容量范围内连续调节，实现无功功率和电压的灵活控制，有利于提高疆电外送通道运行的安全稳定性。

可控高压并联电抗器虽然性能优良，但其造价投资较高，对于可控高压并联电抗器等新型无功补偿设备，应综合考虑提高系统稳定水平、满足系统调相调压和无功平衡等需求，经技术经济比较论证后选用。

（三）容性无功补偿设备选型

容性无功补偿设备类型相对较多，并联电容器、调相机、SVC、STATCOM 等均以容性无功补偿为主。在容性无功补偿设备中，并联电容器投资低、运行维护简单，可分组投切满足不同工况下的运行需求，是首选的容性无功补偿设备，低压并联电容器主要用于变电站内的无功补偿，高压并联电容器主要用于直流换流站内的无功补偿。

并联电容器可满足一般无功补偿的需求，是系统中最常用的无功补偿设备，动态无功补偿设备一般造价较高，无功补偿仅仅是其附加效益，主要用于提高系统稳定水平、抑制电压闪变、提供动态无功支撑等。在以下情况下，可以考虑论证采用动态无功补偿设备的可行性：

（1）当电网局部动态无功储备不足时，可考虑采用动态无功补偿设备来增强系统动态无功调节能力，提高系统运行电压稳定性；

（2）对于远距离输电系统或局部薄弱电网地区，可考虑采用动态无功补偿设备来提高系统运行的暂态

稳定性；

（3）可考虑采用动态无功补偿设备抑制电压波动和闪变；

（4）大规模风电场、光伏电站对系统运行的安全稳定性和电网电能质量影响较大，可以考虑装设动态无功补偿设备予以改善。

动态无功补偿设备中，调相机是最早应用于系统中的，SVC 是目前使用较多的动态无功补偿设备，STATCOM 是目前技术最先进的动态无功补偿设备。

调相机在降低直流送端暂态过电压、抑制直流受端换相失败、利用强励提高系统稳定性等方面具备独特优势，调相机加装于直流送端时，可瞬时吸收大量无功，抑制暂态过电压，尤其对于新能源外送的直流送端，可抑制新能源大规模脱网，提高直流系统新能源输送比例。

近年来，随着特高压直流输电技术的发展，单回直流输电容量已达到 1000 万 kW 以上，电网"强直弱交"问题日益突出，对无功补偿设备也提出了更高的性能要求，解决区域性电压失稳问题要求有大规模动态无功的支撑，同时弱受端交流系统有增强短路容量的需求，新能源外送的直流送端为防止新能源大规模脱网需采取措施抑制暂态过电压，调相机可在这方面发挥其作用。

SVC 是当前较成熟的动态无功补偿技术，应用广泛，世界上已安装的 SVC 总数已超过 1000 套，国内也有诸多成功应用案例。我国早期在武汉凤凰山、广东江门、郑州小刘、沈阳沙岭和株洲云田 5 个 500 kV 变电站安装了 6 套 SVC 设备，起到增强输电能力、提高供电质量、降低输电网损的作用；鞍山红一变电站装设了 100Mvar，SVC 是国内第一个将 SVC 应用于输电网的科技示范工程；川渝电网 SVC 群是国内首次装设于 500kV 输电通道上的 SVC 工程，共装设了 4 套 SVC 装置，总容量为 540Mvar，分别装设在陈家桥、洪沟、万县、永川四个 500kV 变电站内，单套最大容量达 180Mvar；新疆与西北主网 750kV 第二通道中 750kV 沙洲变电站装设的±360Mvar 的 SVC 是目前世界上容量最大的 SVC，用以抑制风电大规模接入系统引起的电压波动，提升通道输电能力。此外，SVC 在大型工矿企业中的应用也较为广泛，特别是在钢铁企业中应用最多，武汉钢铁公司、包头钢铁公司、宝山钢铁公司等均装有 SVC 装置，对于解决冲击负荷引起的电压闪变问题效果显著。

与 SVC 相比，STATCOM 调节速度更快、无功调节能力更强、谐波含量少，由于采用的电抗器和电容器少，STATCOM 装置的体积和占地面积也远小于 SVC，是目前电力系统中性能最好的无功补偿设备，也是无功补偿新技术发展的方向。但由于 STATCOM 设备造价较高，受经济性影响，STATCOM 的应用仍不普遍。1999 年投运的河南洛阳朝阳变电站±20Mvar STATCOM 装置是我国首台静止同步补偿设备，其后便是 2006 年投运的上海西郊变电站±50Mvar STATCOM 装置，这两套设备都装设于 220kV 变电站；2013 年投运的东莞 500kV 水乡变电站±200Mvar STATCOM 装置是目前世界上容量最大、挂网电压等级最高的 STATCOM 设备。

动态无功补偿设备虽然性能较优，但造价远高于静态无功补偿设备，应充分进行技术经济比较论证后确定使用。

不同类型无功补偿设备比较见表 7-14。

表 7-14　不同类型无功补偿设备比较

| 对比指标 | 并联电容器 | 调相机 | 静止无功补偿器 SVC（TCR 型） | 静止同步补偿器 STATCOM |
|---|---|---|---|---|
| 技术特点 | 开关器件：机械式通过断路器分级投切 | 欠励磁运行，从系统吸收无功功率，过励磁运行向系统提供无功功率 | 开关器件：晶闸管阀通过晶闸管控制来改变电抗器或电容器，以此调节其输出的无功功率 | 开关器件：GTO/IGBT/ IGCT 通过调节逆变器交流侧输出电压的幅值和相位，迅速吸收或发出所需的无功功率，从而快速动态调节无功功率 |
| 响应速度 | 10～30s | <1s | 20～40ms | <10ms |
| 运行特性 | 分级调节无功功率，输出与电压的平方成正比，而且投切电容器时常会引起较为严重的冲击涌流和操作过电压，易发生谐振，不宜频繁投切 | 运行损耗大、噪声大，启动、运行、维修复杂；短时过负荷能力大，可增加系统短路容量 | 平滑调节无功功率，输出功率与电压的平方成正比，会产生谐波 | 平滑调节无功功率，输出功率与系统运行电压成正比，对电网谐波污染小 |
| 占地 | 最小 | 与 SVC 相当 | 较大 | 约为同容量 SVC 的 1/3 |

# 第八章

# 电力系统元件数学模型和参数

## 第一节　电　力　线　路

### 一、分类与简介

电力线路按照结构主要分为架空线路和电力电缆两大类。架空线路利用杆塔将导线露天架设，多采用钢芯铝绞线作为主要线材。近年来随着电网在输电能力以及节能等方面要求的提升，耐热铝合金导线和以钢芯高导电率铝绞线、铝合金芯高导电率铝绞线以及中强度铝合金绞线为代表的节能导线在部分场合也有所应用。而电力电缆一般是通过电缆沟或管道敷设于地下，多采用铜或铝作为线芯材料。一般而言，架空线路相比电力电缆在施工难度、经济成本和后期维护等方面均具备不小的优势，因此目前电力系统中大多数的线路都采用架空线路。电力电缆常用于城市配电网、发电机出口以及海底输电等，随着国内城市化建设的快速推进，电力电缆在电力线路中的应用逐步增多。

近年来，随着输电能力以及外部环境要求的提高，气体绝缘输电线路（GIL）在工程中的应用数量有所增长。相对于传统的架空线路与电力电缆，GIL 具有输电能力强、损耗低、可靠性高、敷设方式灵活以及安全环保等方面的优势，但受高昂的设备造价影响，GIL 一般仅在大容量、高电压和外部环境要求高的工程中采用。

电力线路按照所输送电流制式的不同又可以分为交流线路和直流线路；按照输送电压等级的不同可以分为低压线路（标称电压 $U_N \leqslant 1$kV）、高压线路（1kV$<U_N<$330kV）和超高压线路（$U_N \geqslant 330$kV）。一般，我国又将 1000kV 及以上的交流线路和±800kV 及以上的直流线路称作特高压线路。

### 二、架空线路

#### （一）导线组成与分类

架空线路主要由杆塔基础、杆塔、导线、金具、绝缘子、架空地线（简称地线，也称避雷线）和接地装置等组件构成，其中导线用于传输电能，金具和杆塔起支撑、固定等作用，绝缘子将导线和杆塔之间绝缘，地线和接地装置是过电压保护设备。不同类型和规格的组件搭配在一起，组成了不同电压等级、不同输送容量、适应不同地理与气象条件的架空线路。

架空线路的导线一般工作在露天环境下，容易受到大风、雷击、污秽和冰雪等恶劣气候与环境影响，因此选材时不仅要考虑到材料的导电性能，机械强度和耐腐蚀能力也是重要的决定因素。目前常用的导线材料有铜、铝、铝合金和钢等。国内采用的导线除低压配电线路带有绝缘层外一般都使用裸导线，主要分为单股导线和多股绞线两类，最常用的钢芯铝绞线就是由钢和铝或铝合金组成的多股绞线。此外，为了减少电晕损耗和线路电抗，在 220kV 及以上的架空线路中普遍采用分裂导线。分裂导线中每相所采用的导线根数称为分裂数，常用的有 2、4、6、8 分裂导线。

在国内，导线用型号、标称截面、绞合结构以及相关标准编号表示，如 JL/G1A-400/35-48/7 表示由 48 根硬铝线和 7 根 A 级镀层普通强度镀锌钢线制成的钢芯铝绞线，其中硬铝线标称截面为 400mm$^2$，铝包钢的标称截面为 35mm$^2$。在系统工程应用中常省略绞合结构和相关标准编号，表示为 JL/G1A-400/35。裸导线的截面示意图如图 8-1 所示。

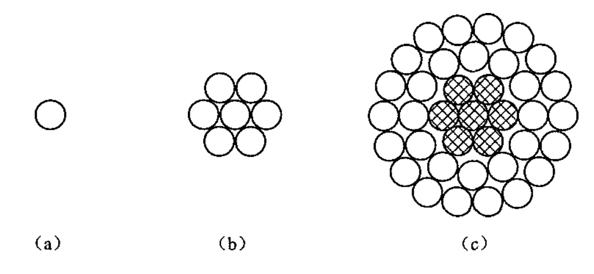



图 8-1　裸导线的截面示意图

（a）单股导线；（b）7 股绞线；（c）7 股钢芯、30 股铝绞线

#### （二）等效电路及长线路的修正系数

架空线路可以采用如图 8-2 中所示的 T 形等效电路或Π形等效电路来模拟，其中 T 形等效电路由于中

间节点与两端电压的关系较为复杂，在电力系统分析计算中一般不采用。

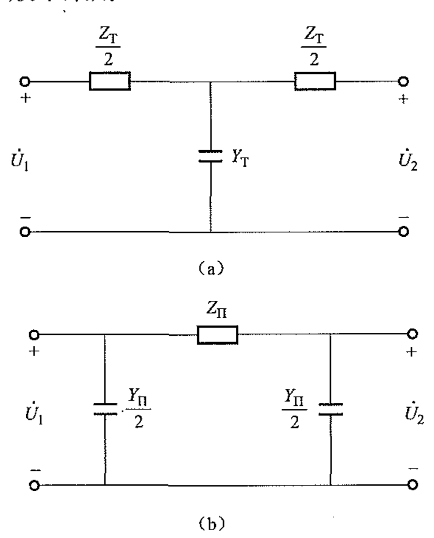



图 8-2　架空线路等效电路

（a）T 形等效电路；（b）Π 形等效电路

线路首、末端的电压与电流计算公式为

$$\left.\begin{aligned} U_1 &= AU_2 + BI_2 \\ I_1 &= CU_2 + DI_2 \end{aligned}\right\} \tag{8-1}$$

设该线路长度为 $l$，单位长度的电阻、电抗、电导和电纳分别为 $r$、$x$、$g$ 和 $b$，线路的阻抗与电纳为

$$Z=l(r+\mathrm{j}x) \tag{8-2}$$

$$Y=l(g+\mathrm{j}b) \tag{8-3}$$

式（8-1）中的 $A$、$B$、$C$、$D$ 可以用式（8-2）、式（8-3）中阻抗与导纳表示

$$A=D=\cosh\sqrt{ZY} \tag{8-4}$$

$$B=\sqrt{\frac{Z}{Y}}\sinh\sqrt{ZY} \tag{8-5}$$

$$C=\sqrt{\frac{Y}{Z}}\sinh\sqrt{ZY} \tag{8-6}$$

Π 形等效电路中，有

$$Z_\Pi = Z\left(\frac{\sinh\sqrt{ZY}}{\sqrt{ZY}}\right) = (rl)k_r + \mathrm{j}(xl)k_x \tag{8-7}$$

$$\frac{Y_\Pi}{2} = \frac{Y}{2}\left(\frac{\tanh\frac{\sqrt{ZY}}{2}}{\frac{\sqrt{ZY}}{2}}\right) = \frac{gl}{2}k_g + \mathrm{j}\frac{bl}{2}k_b \tag{8-8}$$

式中　$k_r$——线路 Π 形等效电路电阻修正系数；

$k_x$——线路 Π 形等效电路电抗修正系数；

$k_g$——线路 Π 形等效电路电导修正系数；

$k_b$——线路 Π 形等效电路电纳修正系数。

上述各修正系数都是 $\sqrt{ZY}$ 的函数。$\sqrt{ZY}$ 值几乎不受输电线路电压等级的影响，它主要取决于线路的长度。在电力系统分析中，常结合架空线路的长度适当简化各修正系数的计算过程：一般当架空线路长度 $l$<300km 时，各修正系数可以按 1 考虑；当架空线路长度 $l$>300km 时，可结合线路的实际长度利用式（8-7）与式（8-8）将正弦与正切双曲线函数展开并取前几项级数进行计算。

（三）电气参数的软件计算

交流线路的数学模型中需要应用电阻、电抗以及电容（电纳）等参数，这些参数的计算比较复杂，所以在电网规划设计中通常采用已建成线路的实测数据。但当系统中出现新一级电压线路，设计中需要上述参数时，只能通过专业软件建模或利用常规数学方法计算求取。

架空线路的参数与杆塔结构、线路换位、地线类型、导线类型以及导线与地线的排布方式等因素密切相关，采用专业软件利用上述参数可以很容易地求得所研究线路的电阻、电抗及电容等参数。下面以我国目前常用的 EMTPE 软件为例进行简要的说明。

在 EMTPE 软件中，使用线路参数（LINE-PARAMETERS）模块来完成架空线路参数的计算。搭建数学模型的过程中需要为线路中的每一根导线（包括分裂子导线和地线）输入集肤效应（又称趋肤效应）修正系数、直流电阻、相对磁导率、外直径、至参考轴的距离、至地面的垂直高度，以及档距中间导线距离地面的垂直高度等参数，对于分裂导线还需要提供其中相邻子导线的间距、任意子导线的角度位置以及子导线数目，再结合大地电阻率、系统频率以及线路长度即可计算输出所研究导线的正序与零序电阻、电抗以及导纳等电气参数。

EMTPE 软件在线路建模过程中所需要输入的数据大部分可以通过查阅导线说明书和线路设计时采用的杆塔结构获得，在缺乏背景资料时也可以参考相关典型设计标准或采用经验数据。导线的集肤效应修正系数可以用等值空心导线的厚度除以导线的外直径得出，对于实心导线，集肤效应修正系数为 0.5；大地电阻率与土壤类型、温度、湿度等方面因素密切相关，在工程中一般采用实测数值，规划时也可以参考 GB/T 21431—2015《建筑物防雷装置建设技术规范》表 B.1 中的数据，并结合所在地土壤类型进行估算。

电力电缆的电气参数也可以通过专业软件建模求出，但相比架空线路更加复杂，有需要时可以查阅相关软件使用说明进行了解，本文中不再详细进行介绍。

（四）电气参数的常规数学方法计算

1．正序阻抗

单回架空线路单位长度正序阻抗计算公式为

$$Z_1=R_1+\mathrm{j}X_1 \tag{8-9}$$

式中　$Z_1$——线路单位长度正序阻抗，Ω/km；

$R_1$——线路单位长度正序电阻，Ω/km；

$X_1$——线路单位长度正序电抗，Ω/km。

若每相分裂导线由 $n$ 根子导线组成，则线路单位长度正序电阻 $R_1$ 为

$$R_1=\frac{R_a}{n} \tag{8-10}$$

式中　$R_a$——每根子导线单位长度电阻，Ω/km。

若忽略集肤效应，式（8-10）中子导线单位长度电阻 $R_a$ 计算公式为

$$R_a=\frac{\rho}{S} \tag{8-11}$$

式中　$R_a$——子导线单位长度电阻，Ω/km；

$\rho$——导线材料 20℃时的单位长度电阻率，Ω·mm²/km；

$S$——子导线的标称截面积，mm²。

导体材料中常使用的铜和铝的电阻率是温度的函数，当导线的实际工作温度偏离 20℃时，可以采用下式对电阻进行修正

$$R_t=R_{20}[1+\alpha(t-20)] \tag{8-12}$$

式中　$R_t$——导线 $t$℃时的单位长度电阻，Ω/km；

$R_{20}$——导线 20℃时的单位长度电阻，Ω/km；

$\alpha$——电阻温度系数，1/℃。

若电网频率 $f$=50Hz，线路单位长度正序电抗 $X_1$ 计算公式为

$$X_1=0.062845\ln\frac{d_{m3\phi}}{r_{m\phi}} \tag{8-13}$$

式中　$X_1$——线路单位长度正序电抗，Ω/km；

$d_{m3\phi}$——三相导线的几何平均距离，m；

$r_{m\phi}$——单相导线的几何平均半径，m。

设单回架空线路 A、B、C 三相中每相导线中心点与其他相导线中心点的距离分别为 $d_{AB}$、$d_{BC}$ 与 $d_{AC}$，则三相导线间的几何平均距离为

$$d_{m3\phi}=\sqrt[3]{d_{AB}d_{BC}d_{AC}} \tag{8-14}$$

分裂导线在布置时一般将其中每根子导线布置在正多边形的顶点（多边形的边数与分裂数相同），这样各相邻子导线之间的距离都相等。分裂导线的几何平均半径 $r_{m\phi}$ 计算公式为

$$r_{m\phi}=\sqrt[n_s]{r_m(d_{12}d_{13}\cdots d_{1(n_s-1)})} \tag{8-15}$$

式中　$r_{m\phi}$——分裂导线的几何平均半径，m；

$r_m$——分裂导线中每根子导线的几何平均半径，m；

$n_s$——分裂数，当 $n_s$=1 时有 $r_{m\phi}=r_m$；

$d_{12},d_{13},\cdots,d_{1(n_s-1)}$——分裂导线中某根子导线中心点与其余每根子导线中心点之间的距离，m。

若子导线为多股铝或铜或铝合金绞线，传输电能时电流平均分布在各股导线内，当绞线内部导线采用图 8-1 中的排布方式时，绞线几何平均半径 $r_m$ 的计算公式为

$$r_m=\left\{(r_1e^{-\frac{1}{4}})^n\prod_{i=2}^{k}\left[(2i-2)r_1n_i^{\frac{1}{n_i-1}}\right]^{n_i(n_i-1)}\times[(2i-2)r_1]^{2n_i\cdot\sum_{j=1}^{i-1}n_j}\right\}^{\frac{1}{n^2}} \tag{8-16}$$

式中　$r_m$——绞线几何平均半径，m；

$r_1$——单股导线半径，m；

$k$——绞线层数（$k\geqslant2$）；

$n$——绞线中的全部导线股数；

$n_i$、$n_j$——绞线中第 $i$、$j$ 层导线股数。

单股导线的几何平均半径为 $r_1e^{-\frac{1}{4}}$。对于 7、19、37、61、91 股导线，它们的几何平均半径分别见表 8-1。

**表 8-1　多股铝或铜或铝合金绞线的几何平均半径**

| 导线股数 $n$ | 绞线层数 $k$ | 绞线半径 $r$ | 几何平均半径 $r_m$ |
|---|---|---|---|
| 7 | 2 | $3r_1$ | $0.72557r$ |
| 19 | 3 | $5r_1$ | $0.75766r$ |
| 37 | 4 | $7r_1$ | $0.76778r$ |
| 61 | 5 | $9r_1$ | $0.77209r$ |
| 91 | 6 | $11r_1$ | $0.77429r$ |

若导线为钢芯铝绞线或钢芯铝合金绞线，由于绞线中钢芯部分的电流很小，在计算几何平均半径时，可以不计钢芯部分，当作空心铝或铝合金绞线来处理，这样近似计算对于工程设计是能够满足精度要求的。

以图 8-1（c）中的绞线为例，其中包含 7 股钢芯和 30 股铝绞线，可以近似地略去 7 股钢芯，用式（8-16）按照 30 股铝导线计算它的几何平均半径，即

$$\left.\begin{aligned}r_m&=\left[(6r_1\times18^{\frac{1}{17}})^{18\times17}\times(4r_1\times12^{\frac{1}{11}})^{12\times11}\times(6r_1)^{18\times12\times2}\times(r_1e^{-\frac{1}{4}})^{30}\right]^{\frac{1}{30\times30}}\\&=5.7844r_1=0.82635r\\r&=7r_1\end{aligned}\right\} \tag{8-17}$$

需要注意的是，对于铁磁性材料导线（如钢导线），它内部的磁感应强度与磁场强度不再呈直线关系，几何平均半径随着导线内通过电流的大小而改变，无法用理论方法进行计算。

同塔（杆）双回架空线路中，两回线路（回路Ⅰ与回路Ⅱ）一般采取对称布置方案，如图 8-3 所示。

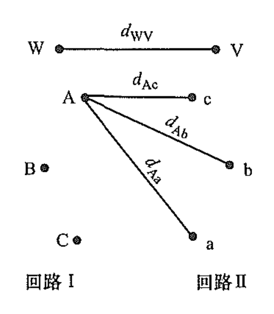



图 8-3　同塔（杆）双回线路布置示意图

$d_{Aa}$、$d_{Ab}$、$d_{Ac}$、$d_{WV}$—导线 A 和 a、A 和 b、A 和 c、W 和 V 之间的距离

同塔（杆）双回架空线路的正序阻抗等效电路及正序综合阻抗等效电路分别如图 8-4 与图 8-5 所示。$Z_{11}=R_{11}+jX_{11}$ 为每回路单位长度正序自阻抗，可以通过式（8-10）与式（8-13）计算。

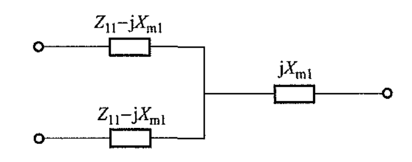



图 8-4　双回线路单位长度正序阻抗等效电路

$Z_1=\frac{Z_{11}+jX_{m1}}{2}$

图 8-5　双回线路单位长度正序综合阻抗等效电路

$X_{m1}$ 为双回路之间单位长度正序互感抗，其值为

$$X_{m1}=\frac{0.062845}{6}\ln\frac{d_{Ab}d_{Ac}d_{Ba}d_{Bc}d_{Ca}d_{Cb}}{(d_{Aa}d_{Bb}d_{Cc})^2}=0.010474\ln\frac{d_{Ab}^2d_{Ba}^2d_{Ac}d_{Ca}}{d_{Aa}^4d_{Bb}^2} \tag{8-18}$$

同塔（杆）双回线路单位长度正序综合阻抗为

$$Z_1=\frac{Z_{11}+jX_{m1}}{2}=\frac{R_{11}+j(X_{11}+X_{m1})}{2} \tag{8-19}$$

$X_{m1}$ 值的正负取决于自然对数符号后分子和分母的相对值。一般情况下 $X_{m1}$ 值很小，不会超过每回路正序自感抗的±5%。

2. 零序阻抗

零序回路由线路与大地共同组成，因此线路的零序阻抗与有无地线以及大地电阻率的大小关系密切。

设 $D$ 为大地回路电流等值深度，有

$$D=660\sqrt{\frac{\rho}{f}} \tag{8-20}$$

式中　$D$——大地回路电流等值深度，m；

$\rho$——大地电阻率，Ω·m；

$f$——电网频率，Hz。

单回架空线路零序阻抗等效电路如图 8-6 所示。

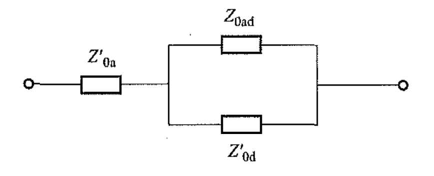



图 8-6　单回架空线路零序阻抗等效电路

$Z'_{0a}$—三相导线单位长度零序漏阻抗；$Z'_{0d}$—地线单位长度零序漏阻抗；$Z_{0ad}$—三相导线和地线之间单位长度零序互阻抗

设 $Z_{0a}$ 为三相导线的单位长度零序自阻抗，$Z_{0d}$ 为地线的单位长度零序自阻抗，则

$$Z'_{0a}=Z_{0a}-Z_{0ad} \tag{8-21}$$

$$Z'_{0d}=Z_{0d}-Z_{0ad} \tag{8-22}$$

由图 8-6 可求得单回架空线路的单位长度零序综合阻抗 $Z_0$，有

$$Z_0=R_0+jX_0=Z'_{0a}+\frac{Z'_{0d}Z_{0ad}}{Z'_{0d}+Z_{0ad}} \tag{8-23}$$

其中

$$Z'_{0a}=R_1+j0.188535\ln\frac{d_{m(3\phi-d)}}{r_{m3\phi}} \tag{8-24}$$

$$Z'_{0d}=3R_d+j0.188535\ln\frac{d_{m(3\phi-d)}}{r_{md}} \tag{8-25}$$

$$Z_{0ad}=R_e+j0.188535\ln\frac{D}{d_{m(3\phi-d)}} \tag{8-26}$$

式中　$Z_0$——线路单位长度零序综合阻抗，Ω/km；

$R_0$——线路单位长度零序电阻，Ω/km；

$X_0$——线路单位长度零序电抗，Ω/km；

$R_d$——地线单位长度的综合电阻，若同时存在2根地线，则综合电阻为每根地线阻值的一半，Ω/km；

$R_e$——单位长度大地电阻，当电网频率为 50Hz 时有 $R_e$=0.14823，Ω/km；

$r_{m3\phi}$——三相导线的几何平均半径，有 $r_{m3\phi}=\sqrt[3]{(d_{m3\phi})^2r_{m\phi}}$，m；

$r_{md}$——地线的几何平均半径，m；

$d_{m(3\phi-d)}$——地线与三相导线之间的几何平均距离，m。

若线路中仅存在一根地线 W，中心点与每相导线中心点距离分别为 $d_{AW}$、$d_{BW}$ 与 $d_{CW}$，则地线与三相导线之间的几何平均距离为

$$d_{m(3\phi-d)}=\sqrt[3]{d_{AW}d_{BW}d_{CW}} \tag{8-27}$$

若线路中有两根地线 W、V，中心点与每相导线中心点距离分别为 $d_{AW}$，$d_{BW}$、$d_{CW}$ 和 $d_{AV}$，$d_{BV}$、$d_{CV}$，两地线中心点间距离为 $d_{WV}$，每根地线的几何平均半径为 $r_m$，地线与三相导线之间的几何平均距离为

$$d_{m(3\phi-d)}=\sqrt[6]{d_{AW}d_{BW}d_{CW}d_{AV}d_{BV}d_{CV}} \tag{8-28}$$

两根地线的几何平均半径为

$$r_{md}=\sqrt{r_m d_{WV}} \tag{8-29}$$

同塔（杆）双回架空线路两回线路正常运行时的单位长度零序阻抗仍可以通过式（8-23）～式（8-26）计算，计算过程中需要注意将单回架空线路的几何平均半径 $r_{m3\phi}$ 替换为双回路线路的几何平均半径 $r_{m(3\phi-3\Phi)}$；将单回架空线路的导线与地线几何平均距离 $d_{m(3\phi-d)}$ 替换为双回路线路的导线与地线几何平均距离 $d_{m(3\phi-3\Phi)-d}$。此外，式（8-24）中的电阻也应注意采用双回线路的单位长度综合阻值。

图 8-3 中，同塔（杆）双回架空线路中回路Ⅰ与回路Ⅱ的几何平均距离为

$$\begin{aligned}d_{m(3\phi-3\Phi)}&=\sqrt[9]{d_{Aa}d_{Ab}d_{Ac}d_{Ba}d_{Bb}d_{Bc}d_{Ca}d_{Cb}d_{Cc}}\\&=\sqrt[9]{(d_{Aa}d_{Ab}d_{Ba})^2 d_{Ac}d_{Bb}d_{Ca}}\end{aligned} \tag{8-30}$$

双回架空线路的几何平均半径为

$$r_{m(3\phi-3\Phi)}=\sqrt{r_{m3\phi}d_{m(3\phi-3\Phi)}} \tag{8-31}$$

双回架空线路与地线的几何平均距离为

$$d_{m(3\phi-3\Phi)-d}=\sqrt{d_{m(3\phi-d)}d_{m(3\Phi-d)}} \tag{8-32}$$

由于线路采用对称布置，有

$$d_{m(3\phi-3\Phi)-d}=d_{m(3\phi-d)}=d_{m(3\Phi-d)} \tag{8-33}$$

式中　$d_{m(3\phi-d)}$，$d_{m(3\Phi-d)}$——双回线路中每回线路与地线的几何平均距离，m。

架空线路单位长度零序阻抗计算公式见表 8-2。$Z_{0(\text{I}-\text{II})}$ 为回路Ⅰ与回路Ⅱ之间单位长度零序互阻抗，有

$$Z_{0(\text{I}-\text{II})}=R_e+\text{j}0.188535\ln\frac{D}{d_{m(3\phi-3\Phi)}} \tag{8-34}$$

**表 8-2　架空线路单位长度零序阻抗计算公式**

| 类别 | 单回路 | 同塔（杆）双回 |
|---|---|---|
| 无地线 | $Z_0=R_1+R_e+\text{j}0.188535\ln\frac{D}{r_{m3\phi}}$ | $Z_0+Z_{0(\text{I}-\text{II})}$ |
| 有地线 | $Z_0-\frac{Z_{0ad}^2}{Z_{0d}}$ | $Z_0+Z_{0(\text{I}-\text{II})}\frac{Z_{0ad}^2}{Z_{0d}}$ |

需要注意的是，若同塔（杆）双回架空线路中的一回线路退出运行，另一回线路的零序阻抗和两回线路都投运时的零序阻抗是不相同的，其相关计算方法与两回线路都投运时类似，本文不再赘述。

3. 正序电容

以大地为平面，绘制架空线路关于大地的镜像，如图 8-7 所示。

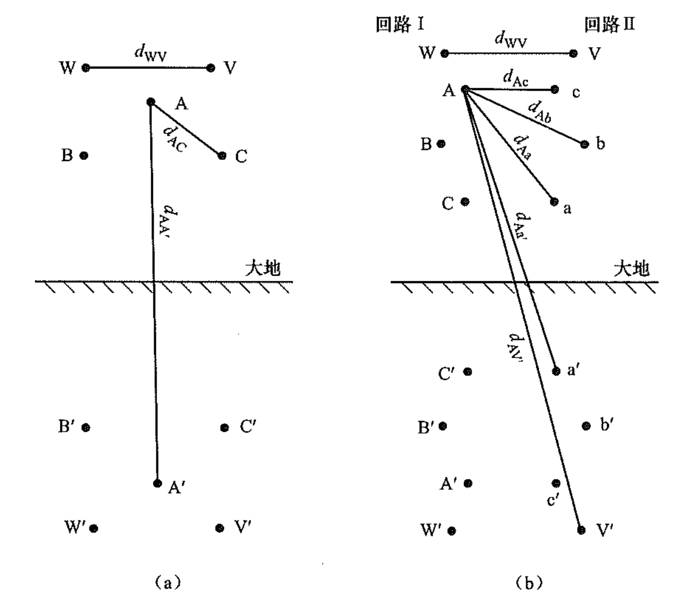



图 8-7　架空线路关于大地的镜像
（a）单回架空线路；（b）同塔（杆）双回架空线路

单回架空线路单位长度正序电容为

$$C_1=\frac{10^{-6}}{18\left(\ln\frac{d_{m3\phi}}{r_\phi}+\ln\sqrt[3]{\frac{d_{AA'}d_{BB'}d_{CC'}}{d_{AB'}d_{AC'}d_{BC'}}}\right)} \tag{8-35}$$

式中　$C_1$——单回架空线路单位长度正序电容，F/km；

$r_\phi$——导线计算半径，m。

在式（8-15）中用单股导线的半径 $r_1$ 取代式中的单股导线几何平均半径 $r_m$，计算结果即为导线计算半径 $r_\phi$。

对于各种电压等级的架空线路，有

$$d_{AA'}d_{BB'}d_{CC'}\approx d_{AB'}d_{AC'}d_{BC'} \tag{8-36}$$

则式（8-35）可以简化为

$$C_1\approx\frac{10^{-6}}{18\ln\frac{d_{m3\phi}}{r_\phi}} \tag{8-37}$$

设 $f$=50Hz，由电容计算正序容抗与电纳，有

$$X_1=\frac{1}{100\pi C_1} \tag{8-38}$$

$$Y_1=100\pi C_1 \tag{8-39}$$

式中　$X_1$——单位长度正序容抗，Ω/km；

$Y_1$——单位长度正序电纳，1/（Ω·km）。

对于同塔（杆）双回架空线路，在两回线路都经过理想的完全换位，相互之间基本对称的情况下，正序网络中这两回线路之间的耦合电容很小，可以忽略不计。因此同塔（杆）双回架空线路中每回路的正序电容仍可以用式（8-35）进行计算，线路的正序综合电容为两回路的正序电容之和。地线对正序电容数值的影响很小，也可忽略不计。

4. 零序电容

地线对架空线路的零序电容有较大的影响，需要

按有、无地线两种情况分别进行计算。

（1）无地线时，单回架空线路单位长度零序电容为

$$C_0=\frac{10^{-6}}{18\ln\dfrac{\sqrt[3]{d_{AA'}d_{BB'}d_{CC'}d_{A'B}^2d_{B'C}^2d_{C'A}^2}}{r_\phi\sqrt[3]{d_{AB}^2d_{BC}^2d_{CA}^2}}}\tag{8-40}$$

由单位长度零序电容计算单位长度零序容抗与单位长度零序电纳分别为

$$X_{C0}=\frac{1}{100\pi C_0}\tag{8-41}$$

$$Y_0=100\pi C_0\tag{8-42}$$

同塔（杆）双回架空线路中两回路间的零序互容抗值比较大，其中每回路单位长度零序自电容 $C_{00}$ 为

$$C_{00}=\frac{10^{-6}}{18\ln\dfrac{\sqrt[3]{d_{AA'}d_{BB'}d_{CC'}d_{AB'}^2d_{AC'}^2d_{BC'}^2}}{r_\phi\sqrt[3]{d_{AB}^2d_{BC}^2d_{CA}^2}}}\tag{8-43}$$

将单位长度零序电容折算为单位长度零序容抗，有

$$X_{C_{00}}=\frac{1}{100\pi C_{00}}\tag{8-44}$$

双回路之间单位长度零序互容抗为

$$X_{Cm0}=0.171902\times10^6\ln\frac{d_{m(3\phi-3\Phi')}}{d_{m(3\phi-3\Phi)}}\tag{8-45}$$

$$d_{m(3\phi-3\Phi')}=\sqrt[9]{d_{Aa'}d_{Ba'}d_{Ca'}d_{Ab'}d_{Bb'}d_{Cb'}d_{Ac'}d_{Bc'}d_{Cc'}}\tag{8-46}$$

式中　$d_{m(3\phi-3\Phi')}$——同塔（杆）双回架空线路中回路Ⅰ与回路Ⅱ镜像的几何平均距离，m。

无地线时，同塔（杆）双回路零序容抗等效电路如图 8-8 所示。

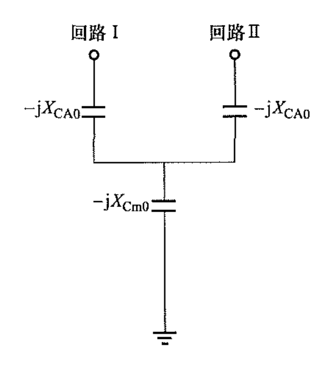



图 8-8　同塔（杆）双回路零序容抗等效电路

此时有

$$X_{CA0}=X_{C00}-X_{Cm0}\tag{8-47}$$

双回路单位长度零序综合容抗为

$$X_{C0}=\frac{X_{CA0}}{2}+X_{Cm0}=\frac{X_{C00}+X_{Cm0}}{2}\tag{8-48}$$

双回路单位长度零序综合电容为

$$C_0=\frac{1}{100\pi X_{C0}}\tag{8-49}$$

（2）有两根地线时，单回架空线路的单位长度零序电容为

$$C_{0-WV}=\frac{1}{P_{0-WV}}=\frac{1}{P_0+\Delta P_{0-WV}}\tag{8-50}$$

$$P_0=\frac{1}{C_0}\tag{8-51}$$

$$\Delta P_{0-WV}=-248.6222\times\frac{\left(\dfrac{1}{3}\lg\dfrac{d_{AW'}}{d_{AW}}\dfrac{d_{BW'}}{d_{BW}}\dfrac{d_{CW'}}{d_{CW}}\right)^2}{\lg\dfrac{d_{WW'}d_{VW'}}{r_Wd_{WV}}}\times10^6\tag{8-52}$$

式中　$r_W$——地线计算半径，m；

$C_0$——无地线时单回架空线路的单位长度零序电容，F/km。

有两根地线的同塔（杆）双回架空线路零序容抗等效电路与图 8-8 相同，仅需要额外考虑地线对其中各参数造成的影响。用 $X_{CA0-WV}$ 取代 $X_{CA0}$，$X_{Cm0-WV}$ 取代 $X_{Cm0}$，双回路单位长度零序综合容抗为

$$X_{C0-WV}=\frac{X_{CA0-WV}}{2}+X_{Cm0-WV}=\frac{X_{C00-WV}+X_{Cm0-WV}}{2}\tag{8-53}$$

$$X_{C00-WV}=X_{C00}-\Delta X_{C00-WV}\tag{8-54}$$

$$X_{Cm0-WV}=X_{Cm0}-\Delta X_{Cm0-WV}\tag{8-55}$$

$$\Delta X_{C_{00}-WV}=\frac{\Delta X_{C00-W}+\Delta X_{C00-V}-2\sqrt{(\Delta X_{C00-W})(\Delta X_{C00-V})}\times\sqrt{K_WK_V}}{1-K_WK_V}\tag{8-56}$$

$$\Delta X_{Cm0-WV}=\frac{2\sqrt{(\Delta X_{C00-W})(\Delta X_{C00-V})}-K_W(\Delta X_{C00-W}+\Delta X_{C00-V})}{1-K_W^2}\tag{8-57}$$

式中　$X_{C00-WV}$——有两根地线时，同塔双回架空线路每回路单位长度零序自容抗，Ω/km；

$X_{Cm0-WV}$——有两根地线时，同塔双回架空线路双回路之间单位长度零序互容抗，Ω/km。

当同塔（杆）双回架空线路中导线与地线对称分布时，有

$$\Delta X_{C00-W}=\Delta X_{C00-V}=0.171902\times10^6\times\frac{\left(\ln\dfrac{\sqrt[3]{d_{a'W}d_{b'W}d_{c'W}}}{\sqrt[3]{d_{AW}d_{BW}d_{CW}}}\right)^2}{\ln\dfrac{d_{WW'}}{r_W}}\tag{8-58}$$

$$K_W=K_V=\frac{\ln\dfrac{d_{WV'}}{d_{WV}}}{\ln\dfrac{d_{WW'}}{r_W}}=\frac{\ln\dfrac{d_{WV'}}{d_{WV}}}{\ln\dfrac{d_{VV'}}{r_V}}\tag{8-59}$$

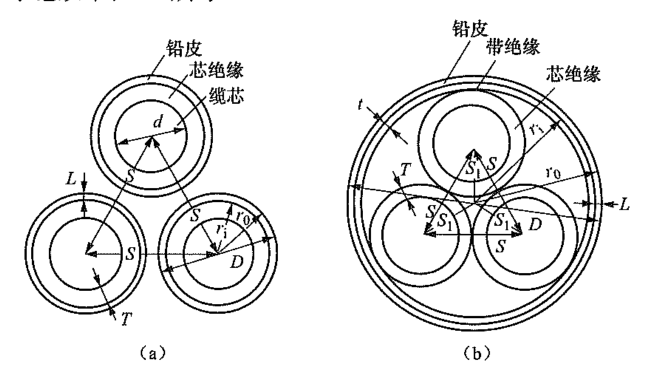
5. 常见交流架空线路电气参数

以理论推导为基础，并结合已投运线路的实测参数，我国 220kV 及以上交流架空线路（钢芯铝绞线）典型参数可以参考附录 B。

## 三、电力电缆

### （一）常见结构及相关布置

目前，在电力系统中应用的电缆按照芯线材料主要可以分为铜芯电缆和铝芯电缆，按照结构和布置又可以分为单芯电缆和三芯电缆。常见电缆的几何布置示意如图 8-9 所示。



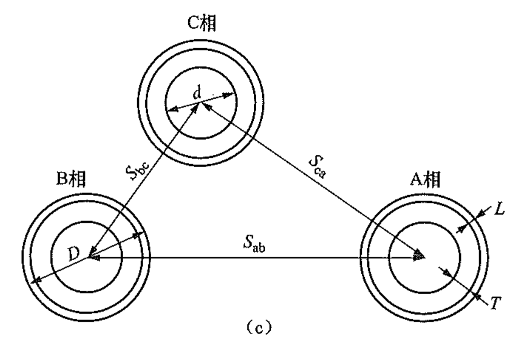




图 8-9　常见电缆的几何布置示意图

（a）单芯电缆等距布置；（b）三芯电缆；

（c）单芯电缆不对称布置，但完全换位

### （二）阻抗计算

单芯电缆与三芯电缆的阻抗计算公式基本相同，现以单芯电缆为例进行介绍。

1. 正序阻抗

单芯电缆的正序电阻和电抗值都与铅皮中的感应电流有关，若忽略该方面影响，则单位长度正序阻抗计算方式与架空线路相同，即

$$Z_1 = R_1 + jX_1 \tag{8-60}$$

式中　$Z_1$——单位长度正序阻抗，Ω/km；

$R_1$——缆芯的单位长度电阻，Ω/km；

$X_1$——单位长度正序电抗，Ω/km。

$X_1$ 的计算与架空线路相同，可参考式（8-13），其中电缆线路三相间的几何平均距离为

$$d_{m3\phi} = \sqrt[3]{S_{ab}S_{bc}S_{ca}} \tag{8-61}$$

式中　$S_{ab}$、$S_{bc}$、$S_{ca}$——A、B、C 相电缆中心间距离，如图 8-9（c）所示，m。

若考虑铅皮中感应电流的影响，则单芯电缆单位长度正序阻抗应修正为

$$Z_1 = R_1 + \Delta R_1 + j(X_1 - \Delta X_1) \tag{8-62}$$

$$\Delta R_1 = \frac{X_m^2 R_s}{X_m^2 + R_s^2} \tag{8-63}$$

$$\Delta X_1 = \frac{X_m^3}{X_m^2 + R_s^2} \tag{8-64}$$

$$X_m = 0.062845 \ln \frac{2d_{m3\phi}}{r_o + r_i} \tag{8-65}$$

$$R_s = \frac{0.801939 \times 10^{-4}}{r_o^2 + r_i^2} \tag{8-66}$$

式中　$r_o$——铅皮外层半径，m；

$r_i$——铅皮内层半径，m。

三芯电缆单位长度阻抗也可以用式（8-62）进行计算，考虑到铅皮中流过的正序电流很小，对正序电抗的影响可忽略不计，$\Delta X_1$ 可以取 0；对于大容量电缆，若需要计及铅皮电流对正序电阻的影响，$\Delta R_1$ 可以按照（3%～5%）$R_1$ 考虑。

2. 零序阻抗

仍以单芯电缆为例，若考虑电缆线路进行了完全的换位，它的零序阻抗等效电路和图 8-6 所示架空线路的零序阻抗等效电路是一致的，此时有

$$Z_{0Z} = R_1 + R_e + j0.188535 \ln \frac{D}{r_{m3\phi}} \tag{8-67}$$

$$Z_{0q} = R_s + R_e + j0.188535 \ln \frac{D}{r_{m3s}} \tag{8-68}$$

$$Z_{0qq} = R_e + j0.188535 \ln \frac{D}{d_{m(3\phi-3s)}} \tag{8-69}$$

$$d_{m(3\phi-3s)} = \sqrt[9]{\left(\frac{r_o + r_i}{2}\right)^3 d_{m3\phi}^6} = \sqrt[3]{\frac{r_o + r_i}{2} d_{m3\phi}^2} = r_{m3s} \tag{8-70}$$

式中　$r_{m3s}$——并联的三个单芯电缆铅皮的几何平均半径，m；

$R_e$——大地电阻，Ω/km；

$D$——大地回路电流等值深度，m；

$d_{m(3\phi-3s)}$——三相导线和三个铅皮之间的几何平均距离，m。

令 $Z_0$ 为电缆单位长度零序综合阻抗，当零序电流在大地和电缆铅皮两回路中都存在时，有

$$Z_0 = Z_{0Z} - Z_{0qq} + \frac{(Z_{0q} - Z_{0qq})Z_{0qq}}{Z_{0q}} = Z_{0Z} - \frac{Z_{0qq}^2}{Z_{0q}} \tag{8-71}$$

若零序电流只经铅皮回路流回，大地中无电流，则

$$Z_0 = Z_{0Z} + Z_{0q} - 2Z_{0qq} = R_1 + R_s + j0.188535\ln\frac{r_{m3s}}{r_{m3\phi}} \quad (8\text{-}72)$$

若零序电流只经大地回路流回，铅皮中无电流，则

$$Z_0 = Z_{0Z} - Z_{0qq} + Z_{0qq} = Z_{0Z} \quad (8\text{-}73)$$

三芯电缆单位长度零序阻抗计算公式与单芯电缆基本相同，其中三相导线单位长度零序自阻抗 $Z_{0Z}$ 仍可用式（8-67）计算。若三芯电缆导线截面为圆形，其铅皮单位长度零序自阻抗 $Z_{0q}$ 和三相导线与铅皮间单位长度零序互阻抗 $Z_{0qq}$ 计算公式为

$$Z_{0q} = 3R_s + R_e + j0.188535\ln\frac{2D}{r_o + r_i} \quad (8\text{-}74)$$

$$Z_{0qq} = R_e + j0.188535\ln\frac{2D}{r_o + r_i} \quad (8\text{-}75)$$

将式（8-74）、式（8-75）中 $Z_{0q}$ 与 $Z_{0qq}$ 代入式（8-71）～式（8-73），即可得到零序电流回路不同时导线截面为圆形的三芯电缆的零序阻抗。

若三芯电缆导线截面为扇形，则其 $r_{m3\phi}$值可近似认为是同截面积和绝缘厚度的圆形截面三芯电缆的 $r_{m3\phi}$值的 90%。其他用于圆截面三芯电缆计算的零序阻抗公式对扇形截面电缆也适用。

### （三）电容计算

1. 单芯电缆和三芯屏蔽电缆

单芯电缆和三芯屏蔽电缆单位长度正序电容 $C_1$ 和零序电容 $C_0$ 是相等的，即

$$C_1 = C_0 = \frac{0.055438k}{G} \times 10^{-6} \quad (8\text{-}76)$$

式中　$C_1$——单位长度正序电容，F/km；

$C_0$——单位长度零序电容，F/km；

$k$——电缆绝缘介质常数，油浸纸绝缘和充油纸绝缘电缆 $k$ 值为 3.0～4.0；

$G$——电缆几何因子。

对于单芯电缆或三芯圆截面的屏蔽电缆，其几何因子可以通过式（8-77）进行计算。对于三芯扇形截面屏蔽电缆，其几何因子可近似认为与相同截面积和绝缘厚度的三芯圆截面屏蔽电缆相等。若扇形导线的绝缘厚度 $T$ 和平均周长 $P$ 为已知，也可从图 8-10 中查得更精确的几何因子。

$$G = \ln\frac{2r_i}{d} \quad (8\text{-}77)$$

式中　$2r_i$——铅皮的内径，m；

$d$——导线的外径，m。

单芯电缆和三芯屏蔽电缆单位长度正序与零序容抗同样相等，为

$$X_{C_1} = X_{C0} = \frac{1}{100\pi C_1} \quad (8\text{-}78)$$

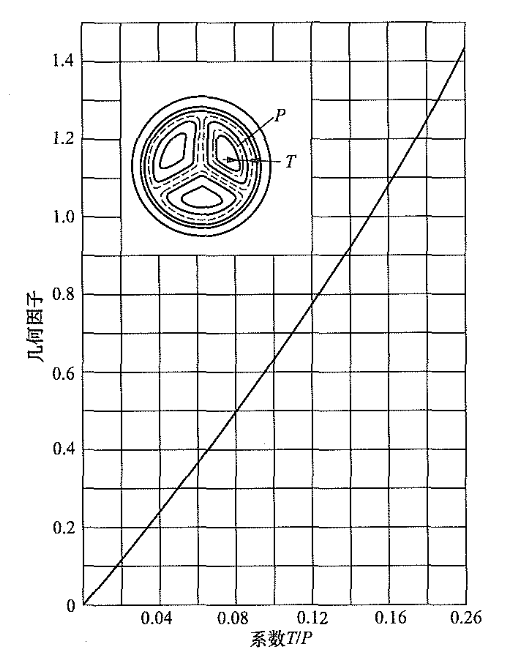



图 8-10　三芯扇形截面屏蔽电缆几何因子

2. 三芯带绝缘电缆

三芯带绝缘电缆单位长度正序电容和零序电容并不相等，计算公式为

$$C_1 = \frac{0.16594k}{G_1} \times 10^{-6} \quad (8\text{-}79)$$

$$C_0 = \frac{0.055438k}{G_0} \times 10^{-6} \quad (8\text{-}80)$$

式中　$G_0$，$G_1$——对应正序与零序计算的电缆几何因子，圆形电缆的几何因子可直接从图 8-11 中查得，扇形电缆还需在此基础上乘以图中的扇形修正因子后求出。

三芯带绝缘电缆单位长度正序与零序容抗分别为

$$X_{C1} = \frac{1}{100\pi C_1} \quad (8\text{-}81)$$

$$X_{C0} = \frac{1}{100\pi C_0} \quad (8\text{-}82)$$

## 四、气体绝缘输电线路（GIL）

### （一）组成结构及相关布置

GIL 的结构与气体绝缘金属封闭开关设备（GIS，又称封闭式组合电器）的母线结构相似，由封闭外壳与铝合金导体构成，采用 $SF_6$ 或 $SF_6$、$N_2$ 混合气体作为绝缘介质。根据结构不同，GIL 又可以分为单芯 GIL 与三芯 GIL，目前单芯 GIL 应用较多，其截面示意如图 8-12 所示。

GIL 的布置方式非常灵活，有地面敷设、架空敷设、廊道敷设、直埋敷设及垂直敷设等多种布置方式。如我国的拉西瓦水电站和岭澳核电站 GIL 采用的是廊道敷设方式，英国的 Teesside 电厂和美国的 Valley 变

电站 GIL 采用的是架空敷设方式。

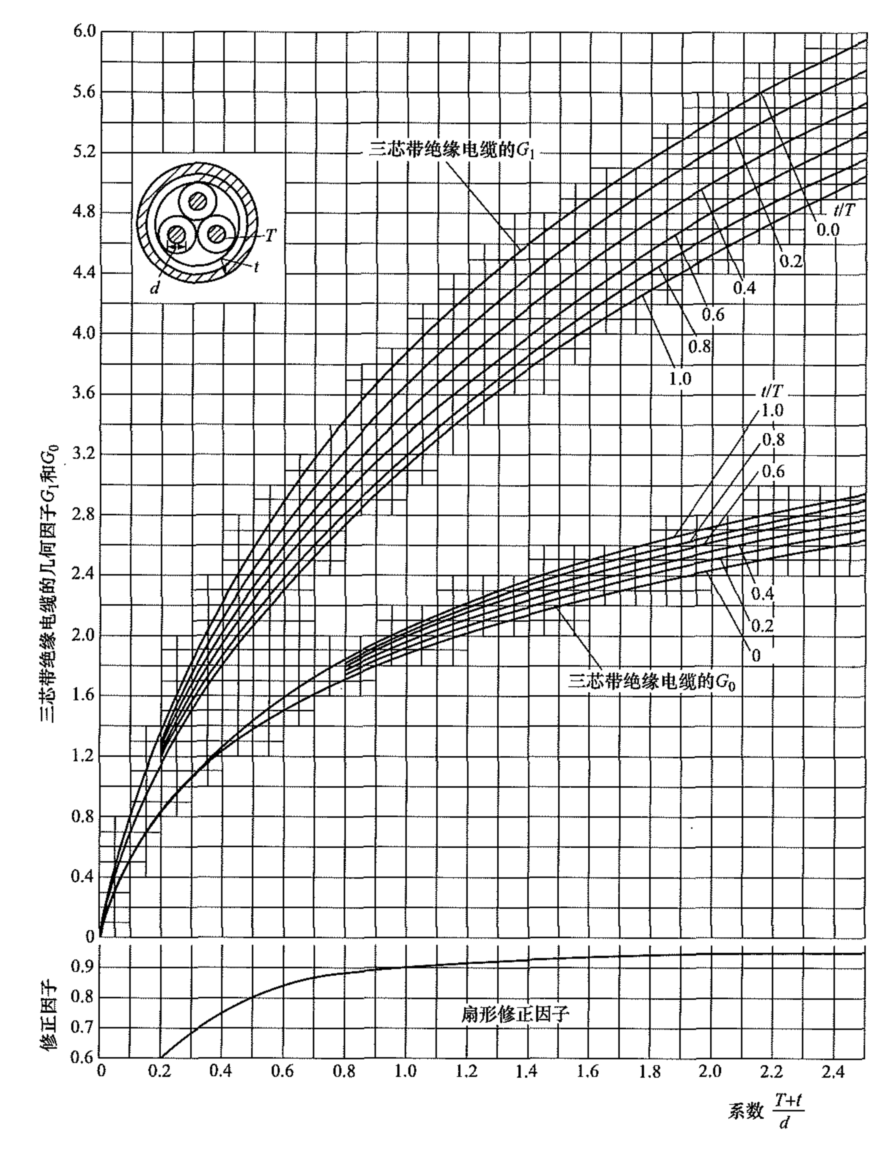



图 8-11 圆或扇形截面的三芯带绝缘电缆的几何因子

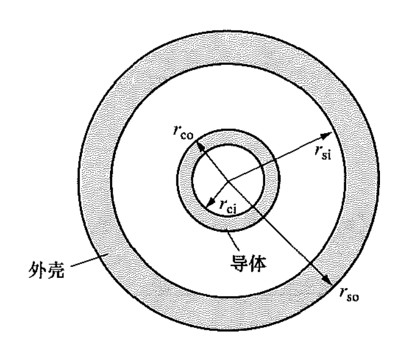



图 8-12 单芯 GIL 截面示意图

$r_{ci}$、$r_{co}$—分别为导体的内半径与外半径；

$r_{si}$、$r_{so}$—分别为外壳的内半径与外半径

## （二）电气参数计算

### 1. 电阻计算

GIL 单位长度导体或外壳直流电阻的计算方式与架空线路相同。由于 GIL 每隔一段距离都设有一个连接点，根据导体连接形式的不同会有一定的附加电阻。若采用焊接形式，附加电阻可按零考虑；若采用螺栓连接或插接形式，根据有关厂家试验数据，附加电阻一般可取 2.5～3.5μΩ。

### 2. 电容计算

单芯 GIL 的每相导体置于单独的外壳内，外壳与内导体为同轴圆柱布置，其单位长度每相对地电容可按同轴圆导体电容公式进行计算

$$C=\frac{2\pi\varepsilon_0\varepsilon_r}{\ln\frac{r_{si}}{r_{co}}} \tag{8-83}$$

式中 $C$——GIL 单位长度每相对地电容，F/m；

$\varepsilon_0$——真空介电常数，$\varepsilon_0$=8.85×$10^{-12}$F/m；

$\varepsilon_r$——相对介电常数，对于 $SF_6$ 气体，有 $\varepsilon_r$=1.002。

### 3. 电感计算

GIL 的电感由导体自感、导体与外壳互感及外壳电感三部分组成，单位长度电感计算公式为

$$L=L_C+L_m+L_s \tag{8-84}$$

式中　$L$——单位长度电感，H/m；

$L_C$——单位长度导体自感，H/m；

$L_m$——单位长度导体与外壳互感，H/m；

$L_s$——单位长度外壳电感，H/m。

忽略集肤效应的影响，假设外壳上的感应电流等于导体电流，并在外壳截面上均匀分布，则有

$$L_C=\frac{\mu_0}{2\pi}\left[\frac{r_{ci}^4}{(r_{co}^2-r_{ci}^2)^2}\ln\frac{r_{co}}{r_{ci}}+\frac{r_{co}^2-3r_{ci}^2}{4(r_{co}^2-r_{ci}^2)}\right] \tag{8-85}$$

$$L_m=\frac{\mu_0}{2\pi}\ln\frac{r_{si}}{r_{co}} \tag{8-86}$$

$$L_s=\frac{\mu_0}{2\pi}\left[\frac{r_{so}^4}{(r_{so}^2-r_{si}^2)^2}\ln\frac{r_{so}}{r_{si}}+\frac{r_{si}^2-3r_{so}^2}{4(r_{so}^2-r_{si}^2)}\right] \tag{8-87}$$

式中　$\mu_0$——真空磁导率，$\mu_0=4\pi\times10^{-7}$H/m。

## 第二节　变　压　器

### 一、分类与简介

在电力系统中，变压器是用来连接不同电压等级元件的电气设备，是发电厂和变电站的主要设备之一。它可以根据需要将某一数值的交流电压（电流）变为频率相同的另一种或多种数值不同的电压（电流），从而以最经济的发电机机端电压生产电能，最经济的输电电压传输电能，最匹配的电压向特定的用电设备提供电能。

一台变压器本质上是由两个或多个通过磁路耦合在一起的绕组组成的，一般将电能的输入端称为一次绕组，输出端称为二次绕组。变压器运行时一次绕组与交流电压源相连，在绕组内部感应产生交流磁通，其幅值主要取决于输入电压的幅值、频率及绕组匝数。这一交流磁通通过变压器铁芯在二次绕组产生感应电压，感应电压的大小取决于二次绕组的匝数及互感磁通的幅值与频率。通过合理选择变压器各绕组匝数之间的比例，就可以得到所需电压变比。

应用于电力系统中的变压器按照绕组数量可分为双绕组变压器、三绕组变压器和自耦变压器。常规的双绕组变压器与三绕组变压器内各绕组之间相互绝缘，仅通过互感磁通耦合在一起；自耦变压器内绕组之间不仅有磁耦合，还通过电路直接连接在一起，与常规变压器相比，它结构简单，绕组少，价格相对低廉，目前广泛应用于330kV及以上电压等级的超高压电网中。

电力系统中还常用相数对变压器进行分类，比较常见的为单相变压器与三相变压器。其中，同等容量的三相变压器相比单相变压器消耗材料少，设备价格低，布置占地小，在我国330kV及以下电压等级电力系统中应用广泛；单相变压器体积小，便于运输、维修与更换，目前在我国普遍应用于500kV及以上电压等级电网中。

此外，变压器按照用途可分为升压变压器和降压变压器；按照调压方式可分为有载调压变压器和无励磁调压变压器；按结构可分为芯型变压器和壳型变压器；按冷却介质可分为干式变压器、油浸式变压器和充气变压器等，在此不再一一详述。

### 二、双绕组变压器的正序等效电路和参数

#### （一）正序等效电路

图8-13为单相双绕组变压器原理示意图，其中q侧的电阻、电抗均已折算至p侧。

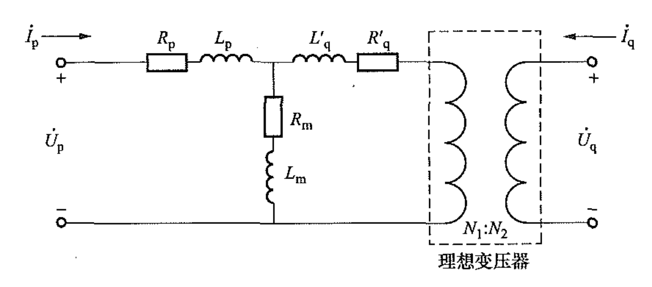



图8-13　单相双绕组变压器原理示意图

$R_p$、$R'_q$、$L_p$和$L'_q$—分别代表p、q（折算后）两侧绕组的电阻与电感；$R_m$、$L_m$—分别为励磁电阻和励磁电感

在大型电力变压器中，励磁阻抗一般比绕组的漏阻抗大很多，因此在电力系统计算中变压器的励磁支路总是略去不计的，而采用如图8-14（a）所示的正序等效电路。图中$Z_T$为归算到p侧的变压器漏阻抗，和$Z_T$连接的变压器是无损耗的理想变压器，变比为1:$k$。

对于理想变压器，且变压器漏阻抗$Z_T$位于变比1:$k$的“1”侧时，可以用图8-14（b）和图8-14（c）中所示的Π形正序等效电路表示，否则需要先将漏阻抗值折算至“1”侧，再进行等效计算。

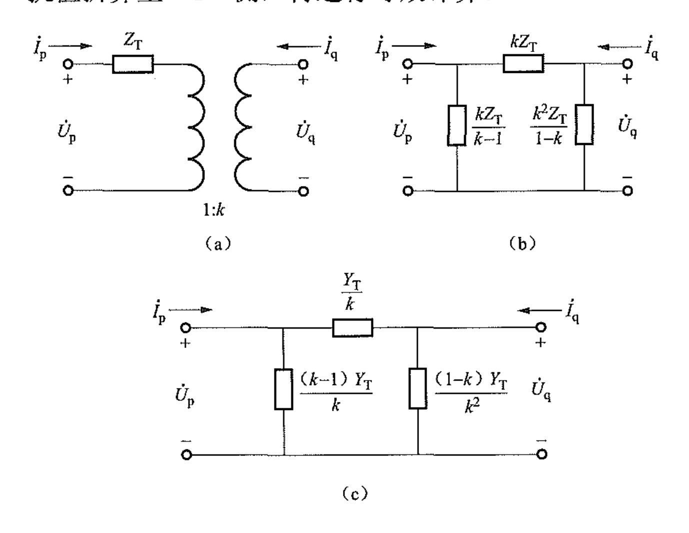



图8-14　单相双绕组变压器简化等效电路

（a）原理图；（b）阻抗等效电路；（c）导纳等效电路

（二）参数计算

双绕组变压器的电阻 $R_T$ 与电抗 $X_T$ 的计算公式为

$$\left.\begin{aligned} R_T &= \frac{U_N^2}{S_N^2}\cdot\frac{\Delta P}{1000} \\ R_{T*} &= \left(\frac{U_N}{U_B S_N}\right)^2 S_B \Delta P\times 10^{-3} \end{aligned}\right\} \tag{8-88}$$

$$\left.\begin{aligned} X_T &= \frac{U_N^2}{S_N}\cdot\frac{U_k\%}{100} \\ X_{T*} &= \left(\frac{U_N}{U_B}\right)^2\cdot\frac{S_B}{S_N}\cdot\frac{U_k\%}{100} \end{aligned}\right\} \tag{8-89}$$

式中 $R_T$——变压器的电阻，Ω；

$X_T$——变压器的电抗，Ω；

$S_N$——变压器的额定容量，MV・A；

$U_N$——变压器的额定电压，kV；

$\Delta P$——变压器的负载损耗，kW；

$U_k\%$——变压器的阻抗电压；

$S_B$——系统基准功率，MV・A；

$U_B$——系统基准电压，kV；

$R_{T*}$、$X_{T*}$——变压器电阻与电抗的标幺值。

则双绕组变压器的正序阻抗为

$$Z_T = R_T + jX_T \tag{8-90}$$

## 三、三绕组变压器的正序等效电路和参数

（一）正序等效电路

三绕组变压器常用于连接三个不同电压等级的电网，相对于使用多个双绕组变压器实现同等功能，三绕组变压器造价更为低廉，效率更高。此外，部分在电力系统中连接两个不同电压等级电网的变压器也有应用三绕组变压器的，其中第三个绕组为变电站中的辅助用电设施供电或连接无功补偿设备实现调压功能。变压器的第三绕组可以采用三角形联结，为励磁电流感应的三次谐波提供低阻抗回路，降低中性点电压中的三次谐波分量。

单相三绕组变压器原理示意图如图 8-15 所示，其等效电路相对于双绕组变压器更加复杂，各绕组漏阻抗及它们之间的关系都要被考虑在内。通常，在等效电路中使用一个共同的基准值来表示其他变量，利用绕组匝数的比例进行折算或将所有变量用标幺值的形式表示都能达到以上目的。与双绕组变压器相同，等效电路中一般忽略励磁回路的影响。

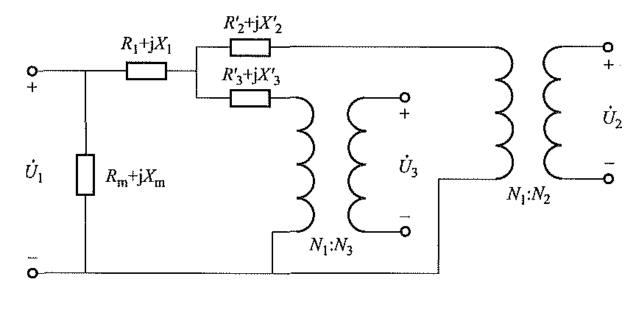



图 8-15 单相三绕组变压器原理示意图

忽略励磁回路后，上述单相三绕组变压器的正序等效电路可以用三个双绕组变压器的正序等效电路来模拟，如图 8-16 所示。

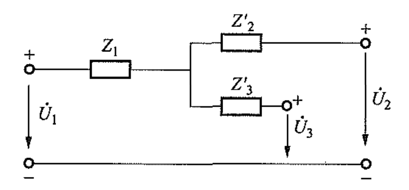



图 8-16 三绕组变压器正序等效电路

（二）参数计算

在变压器铭牌中一般会标明变压器高、中、低压绕组的额定容量 $S_{N1}$、$S_{N2}$、$S_{N3}$ 和额定电压 $U_{N1}$、$U_{N2}$、$U_{N3}$，以及归算至高压侧的高—中绕组、高—低绕组与中—低绕组之间的负载损耗 $\Delta P_{12}$、$\Delta P_{13}$、$\Delta P_{23}$ 和阻抗电压 $U_{k12}\%$、$U_{k13}\%$ 和 $U_{k23}\%$，由此可求得该变压器的各项参数。

高、中、低压绕组电阻（归算至高压侧）分别为

$$R_1 = \frac{U_{N1}^2}{S_{N1}^2}\times 10^{-3}\times\frac{\Delta P_{12}+\Delta P_{13}-\Delta P_{23}}{2} \tag{8-91}$$

$$R_2 = \frac{U_{N2}^2}{S_{N1}^2}\times 10^{-3}\times\frac{\Delta P_{12}+\Delta P_{23}-\Delta P_{13}}{2} \tag{8-92}$$

$$R_3 = \frac{U_{N3}^2}{S_{N1}^2}\times 10^{-3}\times\frac{\Delta P_{13}+\Delta P_{23}-\Delta P_{12}}{2} \tag{8-93}$$

高、中、低压绕组电抗（归算至高压侧）分别为

$$X_1 = \frac{U_{N1}^2}{S_{N1}}\times\frac{U_{k12}\%+U_{k13}\%-U_{k23}\%}{200} \tag{8-94}$$

$$X_2 = \frac{U_{N2}^2}{S_{N1}}\times\frac{U_{k12}\%+U_{k23}\%-U_{k13}\%}{200} \tag{8-95}$$

$$X_3 = \frac{U_{N3}^2}{S_{N1}}\times\frac{U_{k13}\%+U_{k23}\%-U_{k12}\%}{200} \tag{8-96}$$

需要注意的是，在变压器三个绕组额定容量不完全相同时，变压器厂商所提供的负载损耗有些已归算至高压侧，有些并未进行归算，使用时需要认真核实。

设变压器高、中、低压绕组额定容量比为 $S_N$:$S_N$:$S_{N3}$，高—中绕组、高—低绕组与中—低绕组之间的负载损耗 $\Delta P'_{12}$、$\Delta P'_{13}$、$\Delta P'_{23}$ 和阻抗电压 $U'_{k12}\%$、$U'_{k13}\%$、$U'_{k23}\%$ 均未进行归算，则需要经过如下归算后方能够代入式（8-91）～式（8-96）进行计算

$$\left.\begin{aligned} \Delta P_{12} &= \Delta P'_{12} \\ \Delta P_{13} &= \Delta P'_{13}\frac{S_N^2}{S_{N3}^2} \\ \Delta P_{23} &= \Delta P'_{23}\frac{S_N^2}{S_{N3}^2} \end{aligned}\right\} \tag{8-97}$$

$$\left.\begin{aligned} U_{k12}\% &= U'_{k12}\% \\ U_{k13}\% &= U'_{k13}\%\frac{S_N}{S_{N3}} \\ U_{k23}\% &= U'_{k23}\%\frac{S_N}{S_{N3}} \end{aligned}\right\} \tag{8-98}$$

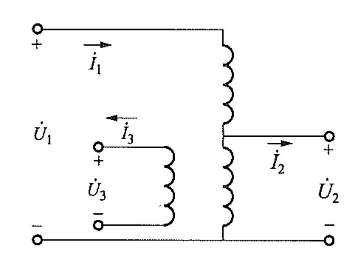



图 8-17　单相三绕组自耦变压器原理示意图

## 四、自耦变压器的正序等效电路和参数

在电力系统中，自耦变压器一般为三绕组形式，每相包含串联绕组、公共绕组和第三绕组。由于公共绕组的存在，自耦变压器具有消耗材料少、造价低、损耗小等优点，在 330kV 及以上电压等级的超高压电网中得到了广泛应用。

单相三绕组自耦变压器原理示意如图 8-17 所示，它的正序等效电路与图 8-16 中普通三绕组变压器完全相同，相关阻抗也可以通过式（8-91）～式（8-96）进行计算，计算时仍需注意所使用的负载损耗与阻抗电压是否已全部归算至高压侧。

## 五、变压器的零序等效电路

变压器的零序等效电路和变压器结构及三相绕组联结组别有关，一般用 T 形回路进行模拟。当变压器某一侧绕组为三角形联结或中性点不接地的星形联结时，从该侧看变压器的零序电抗为无穷大。

变压器按照结构可分为芯型和壳型两种，其中常见的芯型变压器又可分为三个单相变压器组成的变压器组、三相三柱变压器和三相五柱变压器。当变压器为壳型、三个单相变压器或三相五柱结构时，三相绕组的零序漏抗 $X_{10}$、$X_{20}$、$X_{30}$ 与正序漏抗分别相等，零序励磁电抗 $X_{\mu0}$ 远大于零序漏抗，在零序等效电路中一般视为开路；当变压器为三相三柱芯型结构时，其零序励磁阻抗 $X_{\mu0}$ 远小于正序励磁阻抗，三相绕组的零序漏抗 $X_{10}$、$X_{20}$、$X_{30}$ 也不再等于正序漏抗，需要由生产厂家提供实测数据。

三相三柱芯型变压器零序等效电路及零序电抗见表 8-3。若三相三柱芯型变压器中含有三角形联结的绕组，则其零序漏电抗仅略小于正序漏电抗，在没有厂家实测数据时计算中也可按照两者相同进行近似处理；此外，该类型变压器的零序等效电路中零序励磁电抗 $X_{\mu0}$ 与三角形联结的绕组侧漏电抗 $X_{\Delta0}$ 总是并联的，且 $X_{\mu0}$ 远大于 $X_{\Delta0}$，因此零序等效电路中励磁回路也可视为开路。

当变压器为壳型、三个单相变压器或三相五柱结构时，也可以利用表 8-3 进行计算。其中等效电路中的零序励磁电抗支路可视为开路，零序电抗计算中的零序励磁电抗 $X_{\mu0}$ 可视为无穷大。

表 8-3　三相三柱芯型变压器零序等效电路及零序电抗

| 序号 | 联结组别 | 接线图 | 等效电路 | 零序电抗 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | YNd | I　II | $X_{10}$　$X_{20}$　$X_{\mu0}$ | $X_0 = X_{10} + X_{20} // X_{\mu0} \approx X_{10} + X_{20}$ |
| 2 | YNy | I　II | $X_{10}$　$X_{20}$　$X_{\mu0}$ | $X_0 = X_{10} + X_{\mu0}$ |
| 3 | YNyn | I　II | $X_{10}$　$X_{20}$　$X_{\mu0}$ | $X_0 = X_{10} + (X_{20} + X_{S20}) // X_{\mu0}$ |

续表

| 序号 | 联结组别 | 接线图 | 等效电路 | 零序电抗 |
|---|---|---|---|---|
| 4 | YNdy | | | $X_0 = X_{10} + X_{20} // X_{\mu 0} \approx X_{10} + X_{20}$ |
| 5 | YNdyn | | | $X_0 = X_{10} + (X_{30} + X_{S30}) // X_{20} // X_{\mu 0}$<br>$\approx X_{10} + (X_{30} + X_{S30}) // X_{20}$ |
| 6 | YNdd | | | $X_0 = X_{10} + X_{30} // X_{20} // X_{\mu 0}$<br>$\approx X_{10} + X_{30} // X_{20}$ |
| 7 | YNyny | | | $X_0 = X_{10} + (X_{20} + X_{S20}) // X_{\mu 0}$ |

注 $X_{S20}$、$X_{S30}$分别为二次侧系统与三次侧系统零序电抗；$X_0$为从Ⅰ侧看进去的零序电抗。

若变压器中性点经阻抗接地，其零序等效电路将发生变化。

对于常规的双绕组与三绕组变压器，需要在接入阻抗侧的漏抗分支电路中串入一个附加阻抗，其值为中性点外接阻抗的3倍。

对于自耦变压器，中性点外接阻抗对各侧的分支电抗均有影响。若该阻抗接入三绕组自耦变压器高压侧中性点，变压器三侧的零序阻抗计算公式为

$$Z_1' = jX_1 + 3Z_n(1-k) \qquad (8\text{-}99)$$

$$Z_2' = jX_2 + 3Z_n k(k-1) \qquad (8\text{-}100)$$

$$Z_3' = jX_3 + 3Z_n k \qquad (8\text{-}101)$$

式中 $Z_1'$、$Z_2'$、$Z_3'$——中性点接入阻抗后变压器三侧归算至高压侧的零序阻抗，Ω；

$X_1$、$X_2$、$X_3$——中性点接入阻抗前变压器三侧归算至高压侧的零序电抗，Ω；

$k$——变压器高、中压变比；

$Z_n$——中性点外接阻抗，Ω。

# 第三节 同步电机

## 一、分类与简介

同步电机按运行方式可分为同步发电机、同步电动机和同步调相机。同步发电机中，励磁磁通领先于电枢磁通，在电枢绕组中产生感应电动势并输出电能；同步电动机中的情形则刚好相反，电枢磁通领先于励磁磁通，牵引转子旋转并做功。同步调相机是电力系统中的一种无功电源，它实质上是专用的空载运行的同步电动机。

同步电机根据励磁方式的不同可分为电励磁同步电机和永磁同步电机；按转子结构的不同可分为隐极同步电机和凸极同步电机。在研究同步电机原理时一般常选用隐极同步电机和凸极同步电机进行分析。

隐极同步电机转子铁芯一般为圆柱形，转子绕组分布方式与定子相似—嵌入在转子铁芯表面的凹槽内，如图 8-18 所示；凸极同步电机转子有明显突出的磁极，转子绕组均匀缠绕在每个磁极上，如图 8-19 所示。

相对于凸极同步电机，隐极同步电机的最大特点是气隙均匀，其圆柱形铁芯对高速转动状态下产生的离心力的耐受能力更强。在定子感应电动势频率不变时，电机的极对数 $p$ 越少、转子转速越高。因此，在实际应用中，隐极式结构多用在极对数少、转速高的电机中，如汽轮发电机；凸极式结构一般用在极对数较多、转速较低的电机中，如水轮发电机。

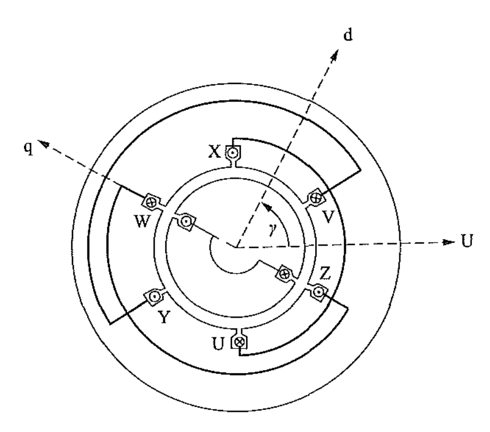



图 8-18　典型隐极同步电机示意图

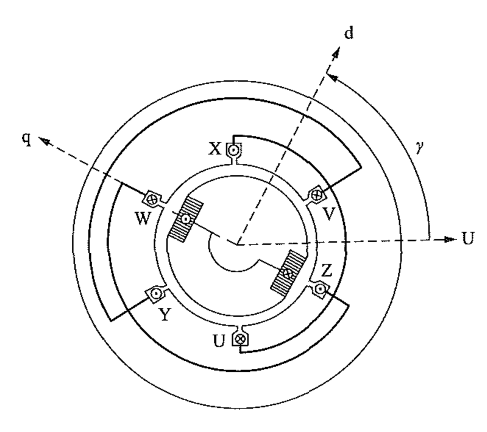



图 8-19　典型凸极同步电机示意图

同步电机定子三相绕组流过正序电流时在电机内产生旋转磁场，该旋转磁场的基波以同步速旋转，相对于转子是静止的，有

$$n = n_{syn} = \frac{60 f_s}{p} \qquad (8\text{-}102)$$

式中　$n$——转子转速，r/min；

$n_{syn}$——同步转速，r/min；

$f_s$——定子感应电动势频率，Hz；

$p$——极对数。

在发电机中，因转子 d 轴、q 轴（也称直轴、交轴）相对于定子磁通势位置的不同，在电机内形成了不同的磁路，对应同步机不同类型的电抗 $x_d$、$x_q$、$x'_d$、$x'_q$、$x''_d$ 和 $x''_q$，如图 8-20 所示。

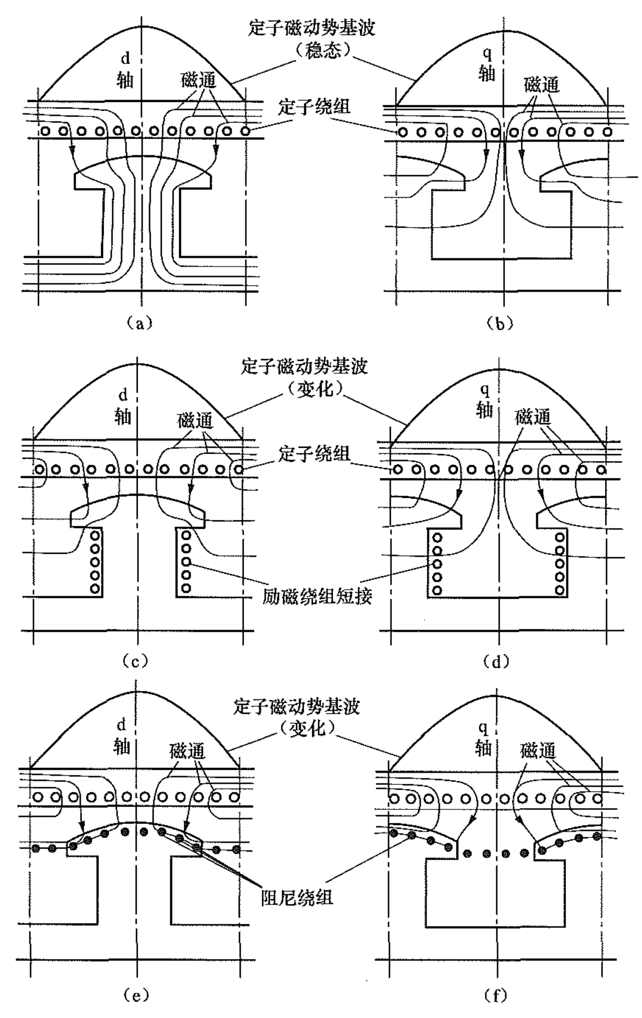



图 8-20　形成同步电机各种电抗的磁路

（a）d 轴同步电抗 $x_d$；（b）q 轴同步电抗 $x_q$；（c）d 轴暂态电抗 $x'_d$；（d）q 轴暂态电抗 $x'_q$；（e）d 轴次暂态电抗 $x''_d$；（f）q 轴次暂态电抗 $x''_q$

同步电机稳态运行时，凸极同步电机中定子磁通势基波穿过 d 轴磁路的空气间隙小于穿过 q 轴磁路的空气间隙，如图 8-20（a）与图 8-20（b）所示，导致 $x_d$ 大于 $x_q$；隐极同步电机中定子与转子 d 轴、q 轴间的空气间隙大小几乎相等，可认为 $x_d \approx x_q$（实际中由于转子槽的存在，$x_q$ 仍略小于 $x_d$）。

同步电机定子绕组电流突然增加的瞬间，计及励磁绕组与阻尼绕组的影响后，定子电流产生的磁通势基波穿过 d 轴磁路的空气间隙将依次增大，如图 8-20（c）与图 8-20（e）所示，导致对应的电抗值依次减小，对于同一台同步电机，有 $x''_d < x'_d < x_d$。

$x'_q$ 与 $x''_q$ 定义方法与 $x'_d$ 与 $x''_d$ 类同，区别在于突然

加到定子绕组的正序电流处在 q 轴和定子磁通势基波的中线相吻合的情况下。定子绕组电流突然增加所产生的变化磁通不与励磁绕组发生磁链，因此有 $x_q'=x_q$。

对没有阻尼绕组的凸极同步电机，定子电流产生的磁通势基波穿过 q 轴磁路的空气间隙不变，如图 8-20（d）所示，因此有 $x_q''=x_q'$。

若凸极同步电机中含有阻尼绕组，定子电流产生的磁通势基波将被限制在如图 8-20（f）所示的磁路内，使 $x_q''$ 相对于 $x_q'$ 大幅减小，有 $x_q''<x_q'$。

对于隐极同步电机，q 轴涡流引起的电抗值随时间而变化，$x_q''$ 略小于 $x_q'$。

## 二、稳态数学模型及运行特性

### （一）相量图与等效电路

1. 隐极同步电机

同步电机在稳态状况下运行时，以 d 轴、q 轴分量表示的各绕组电流和磁链均为常数，若忽略定子绕组电阻，并认为 $x_d=x_q$，则隐极同步电机的电压方程为

$$\dot{E}_q=\dot{U}+j\dot{I}x_d \tag{8-103}$$

式中　$\dot{E}_q$ ——同步电机空载电动势，kV；

$\dot{U}$ ——同步电机的定子电压相量，kV；

$\dot{I}$ ——同步电机的定子电流相量，kA；

$x_d$ ——d 轴同步电抗，Ω。

隐极同步电机稳态运行时的相量图与等效电路如图 8-21 所示。

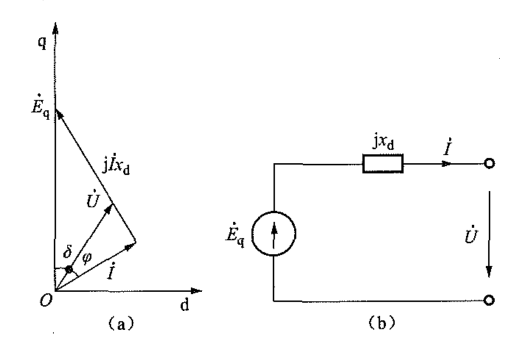



图 8-21　隐极同步电机稳态运行时的相量图与等效电路

（a）相量图；（b）等效电路

2. 凸极同步电机

凸极同步电机气隙分布不均匀，$x_d$ 与 $x_q$ 不再相等。依然忽略定子绕组电阻，凸极同步电机的电压方程为

$$\dot{E}_q=\dot{U}+j\dot{I}_dx_d+j\dot{I}_qx_q \tag{8-104}$$

式中　$\dot{I}_d$、$\dot{I}_q$ ——同步电机定子电流相量在 d 轴、q 轴的分量，kA；

$x_q$ ——交轴同步电抗，Ω。

凸极同步电机正常运行时的相量图与等效电路如图 8-22 所示。

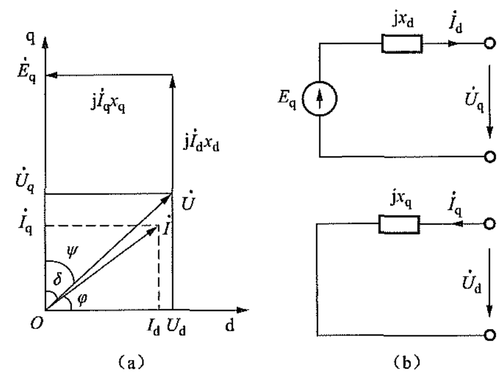



图 8-22　凸极同步电机正常运行时的相量图与等效电路

（a）相量图；（b）等效电路

### （二）功率方程

1. 隐极同步电机

根据图 8-21（a），令 $\dot{E}_q$ 与 $\dot{U}$ 的夹角为 δ，通过式（8-103）可得

$$\dot{I}=\frac{\dot{E}_q-\dot{U}}{jx_d}=\frac{E_q(j\sin\delta+\cos\delta)-U}{jx_d} \tag{8-105}$$

隐极同步电机的电磁功率为

$$\begin{aligned}S&=P+jQ=\dot{U}\overset{*}{I}=U\frac{E_q(-j\sin\delta+\cos\delta)-U}{-jx_d}\\&=\frac{E_qU}{x_d}\sin\delta+j\left(\frac{E_qU}{x_d}\cos\delta-\frac{U^2}{x_d}\right)\end{aligned} \tag{8-106}$$

即

$$\left.\begin{aligned}P&=\frac{E_qU}{x_d}\sin\delta\\Q&=\frac{E_qU}{x_d}\cos\delta-\frac{U^2}{x_d}\end{aligned}\right\} \tag{8-107}$$

若式（8-107）中同步电机的空载电动势和定子电压取线电动势和线电压的有效值，则 $S$ 为同步电机三相功率有效值；若空载电动势和定子电压取相电动势和相电压的有效值，则 $S$ 为同步电机每相功率有效值。当电压单位为 kV 时，功率单位为 MV·A。

2. 凸极同步电机

根据图 8-22（a）中的相量关系可以得到

$$\left.\begin{aligned}U&=U\sin\delta+jU\cos\delta=U_d+jU_q\\I&=I\sin\psi+jI\cos\psi=I_d+jI_q\\\varphi&=\psi-\delta\end{aligned}\right\} \tag{8-108}$$

凸极同步电机的电磁功率为

$$\left.\begin{aligned}P&=UI\cos\varphi=\frac{E_qU}{x_d}\sin\delta+\frac{U^2}{2}\left(\frac{1}{x_q}-\frac{1}{x_d}\right)\sin2\delta\\Q&=UI\sin\varphi=\frac{E_qU}{x_d}\cos\delta+\frac{U^2}{2}\left(\frac{1}{x_q}-\frac{1}{x_d}\right)\cos2\delta\\&\quad-\frac{U^2}{2}\left(\frac{1}{x_q}+\frac{1}{x_d}\right)\\S&=P+jQ=\dot{U}\overset{*}{I}=UI\cos\varphi+jUI\sin\varphi\end{aligned}\right\} \tag{8-109}$$

式中　$\varphi$——端电压与电流的夹角；

$\cos\varphi$——功率因数。

（三）运行限额

根据式（8-107）与式（8-109），将各参数按照电机的额定功率进行标幺化，可以分别绘制出隐极同步电机与凸极同步电机的运行限额图，结果如图8-23、图8-24所示。同步电机的运行主要受到如下六方面条件的约束：

（1）电机额定功率 $S_N$，受定子温升限制；

（2）转子温升；

（3）电机额定有功功率 $P_N$（图8-23与图8-24中为 $0.8S_N$）；

（4）实际运行中的稳定极限（受 $\delta$ 角度范围限制）；

（5）裕度（考虑电压变化范围）；

（6）发电机与电动机工况的转换。

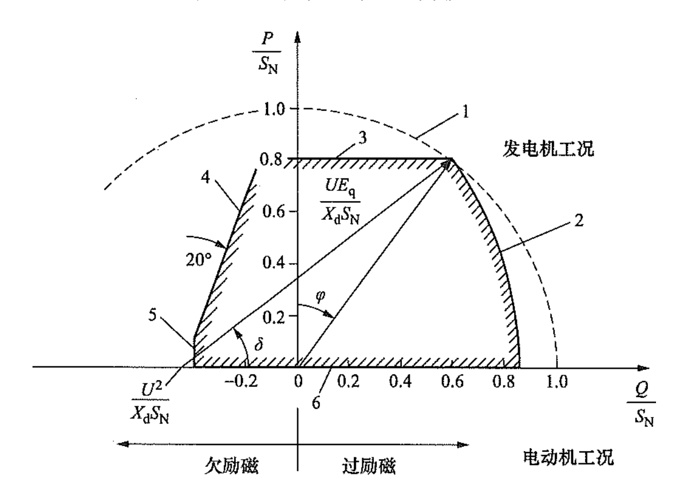



图8-23　隐极同步电机的运行限额

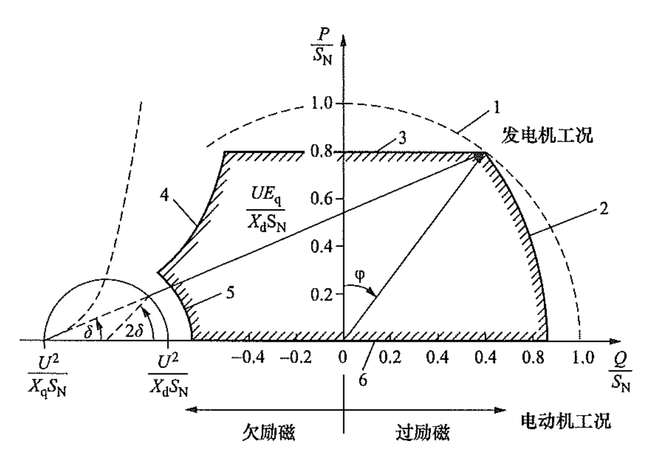



图8-24　凸极同步电机的运行限额

## 三、暂态数学模型及运行特性

（一）暂态运行过程

在稳定状态运行时，同步电机的定子与转子磁场保持同步转速，定子磁场通过励磁绕组和阻尼绕组的磁链恒定不变，不产生感应电压。但当发生下述扰动时：电机的开闭、负荷的剧烈变化、短路故障、开闭故障及其他相似类型的故障情况。同步电机定子电流及其产生的磁场将迅速改变，在励磁绕组和阻尼绕组内产生感应电压，从而使定子绕组、励磁绕组和阻尼绕组通过气隙相互耦合在一起（与变压器类似），电机的同步电抗 $x_d$ 与 $x_q$ 被次暂态电抗 $x_d''$ 和 $x_q''$ 取代（一般情况下，$x_d''$ 和 $x_q''$ 远小于 $x_d$ 和 $x_q$，尽管凸极同步电机中的 $x_d$ 与 $x_q$ 并不相同，但 $x_d''$ 和 $x_q''$ 的幅值差别不大）。

随着时间的推移，转子绕组、励磁绕组和阻尼绕组中的暂态电流分量受电阻影响逐渐衰减，由于阻尼绕组的电感小于励磁绕组，其暂态电流衰减速度更快。因此，当阻尼绕组中的暂态电流分量衰减为零时，励磁绕组中的暂态电流分量仍然存在，届时同步电机定子侧等效电抗将由次暂态电抗 $x_d''$ 和 $x_q''$ 变为暂态电抗 $x_d'$ 和 $x_q'$。

当全部暂态电流分量衰减为零后，同步电机定子侧等效电抗恢复至初始状态，即同步电抗 $x_d$ 与 $x_q$，电机进入新的稳定状态（或恢复至原状态）运行。

（二）相量图与功率方程

1. 隐极同步电机

忽略电阻影响，并认为 $x_d=x_q$，隐极同步电机暂态运行相量图如图8-25所示，由该图可以得出隐极同步电机的定子电压方程为

$$\left.\begin{aligned}E_q' &= U_q + I_d x_d' \\ 0 &= U_d - I_d x_d\end{aligned}\right\} \tag{8-110}$$

式中　$E_q'$——同步电机q轴暂态电动势，kV。

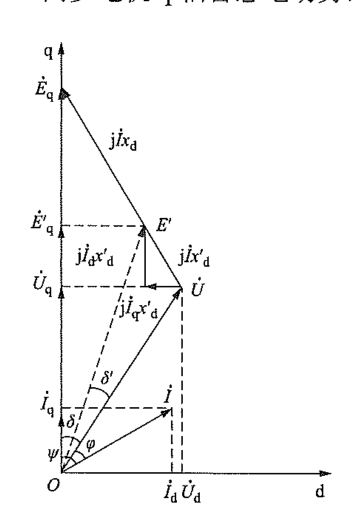



图8-25　隐极同步电机暂态运行相量图

暂态过程中同步电机电磁功率的计算公式与稳态过程相同，仅需要使用暂态参数替换对应的稳态参数，由于暂态过程中d轴与q轴暂态电抗并不相同，计算时需要采用式（8-109）中凸极同步电机的计算公式，

隐极同步电机的电磁功率表达式为

$$\begin{aligned}P'&=\frac{E'_qU}{x'_d}\sin\delta-\frac{U^2}{2}\left(\frac{x_q-x'_d}{x'_dx_q}\right)\sin 2\delta\\&=\frac{E'_qU}{x'_d}\sin\delta-\frac{U^2}{2}\left(\frac{x_d-x'_d}{x'_dx_d}\right)\sin 2\delta\end{aligned}\tag{8-111}$$

2. 凸极同步电机

忽略电阻影响后，凸极同步电机暂态运行相量图如图 8-26 所示，由图可以得出凸极同步电机的定子电压方程为

$$\left.\begin{aligned}E'_q&=U_q+I_dx'_d\\0&=U_d-I_qx_q\end{aligned}\right\}\tag{8-112}$$

与隐极同步电机相同，用 $x'_d$ 取代 $x_d$，$E'_q$ 取代 $E_q$ 后，通过对式（8-109）进行转换，可得凸极同步电机的电磁功率表达式为

$$\begin{aligned}P'&=\frac{E'_qU}{x'_d}\sin\delta+\frac{U^2}{2}\left(\frac{1}{x_q}-\frac{1}{x'_d}\right)\sin 2\delta\\&=\frac{E'_qU}{x'_d}\sin\delta-\frac{U^2}{2}\left(\frac{x_q-x'_d}{x'_dx_q}\right)\sin 2\delta\end{aligned}\tag{8-113}$$

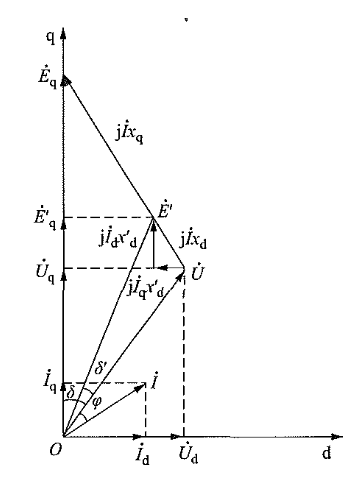



图 8-26　凸极同步电机暂态运行相量图

（三）时间常数

（1）惯性时间常数 $T_J$。发电机的惯性时间常数是指在额定转矩下，转子从静止加速至额定转速所需要的时间，其可以通过如下算式进行转换

$$T_J=2.74\frac{GD^2n^2\times10^{-6}}{S_N}\tag{8-114}$$

$$GD^2=4J\times10^{-3}\tag{8-115}$$

式中　$T_J$——惯性时间常数，s；
$GD^2$——飞轮力矩，t·m²；
$n$——转子额定转速，r/min；
$S_N$——发电机额定容量，MV·A；
$J$——转动惯量，kg·m²。

（2）直轴暂态开路时间常数 $T'_{d0}$。忽略阻尼绕组且电枢绕组开路时，励磁回路中电动势的突变引起励磁电流的变化由直轴暂态开路时间常数 $T'_{d0}$ 决定，有

$$T'_{d0}=\frac{L_{ff}}{R_f}\tag{8-116}$$

式中　$T'_{d0}$——直轴暂态开路时间常数，一般为 2～11s，平均值 6s；
$L_{ff}$——励磁回路自感，H；
$R_f$——励磁回路电阻，Ω。

（3）直轴暂态短路时间常数 $T'_d$。电枢回路短路后，电枢电流直轴分量的变化是由直轴暂态短路时间常数 $T'_d$ 所决定的，有

$$T'_d=\frac{x'_d}{x_d}T'_{d0}\tag{8-117}$$

（4）直轴次暂态开路时间常数 $T''_{d0}$ 和短路时间常数 $T''_d$。对有阻尼绕组的同步电机，转子直轴上励磁绕组与阻尼绕组相互耦合，它们之间相互静止，且一起围绕电枢旋转。这两个耦合回路有两个时间常数，较大的一个是暂态时间常数，较小的一个是次暂态时间常数。两个时间常数都受电枢回路阻抗的影响。如电枢回路开路，两时间常数分别为暂态开路值 $T'_{d0}$ 和次暂态开路值 $T''_{d0}$；如电枢回路短路，则分别为暂态短路值 $T'_d$ 和次暂态短路值 $T''_d$。

（5）交轴暂态开路和短路时间常数 $T'_{q0}$、$T'_q$、交轴次暂态开路和短路时间常数 $T''_{q0}$、$T''_q$。对于隐极同步电机，电枢电流或电压的交轴分量值的变化可用两个指数之和来描述。当电枢回路开路时，两指数分量的时间常数分别为 $T'_{q0}$ 和 $T''_{q0}$；当电枢回路短路时，分别为 $T'_q$ 和 $T''_q$。$T'_q$=(1/2) $T'_d$，$T''_q\approx T''_d$。

对于凸极同步电机，$T'_q$ 是没有意义的，但如具有阻尼绕组，则 $T''_q\approx T''_d$。

## 第四节　直流输电系统

### 一、分类与简介

直流输电系统的发展经历了汞弧阀换流时期、晶闸管换流器时期和电压源换流器时期。

早期的高压直流输电工程是依托于汞弧阀换流技术实现的，在 20 世纪 50～70 年代，汞弧阀换流技术占主导地位。但汞弧阀换流技术存在制造复杂、故障率高、运行维护困难、价格高昂等因素，自晶闸管换流器诞生以来，汞弧阀换流技术即已被逐渐淘汰。

20 世纪 70 年代，以晶闸管换流器为基础的直流输电技术诞生，相对于汞弧阀换流技术，大大提升了直流系统的运行性能，促进了直流输电技术的发展，

常规直流输电技术即是指晶闸管换流技术，是目前应用最广泛的直流输电技术。

基于电压源换流器的第三代直流输电技术诞生于20世纪90年代末期，我国称之为柔性直流输电技术。与常规直流输电技术相比，柔性直流输电技术控制更加灵活方便，可向无源网络供电，能够实现有功和无功的独立解耦控制，两端换流器还能够起到STATCOM的作用，有利于提高系统的稳定运行水平，并具有占地小、无须无功补偿等优点。柔性直流输电技术受输电容量较小的制约，主要应用于可再生能源接入、孤岛供电、城市供电、电网互联等小容量直流输电工程领域，但柔性直流系统的最高输电容量还在不断提升，目前已达到3000MW左右，未来的应用范围将更加广阔。

常规直流输电技术仍是目前的主流，远距离、大容量输电仍需依赖于常规直流输电技术。柔性直流输电技术已越来越广泛地应用于实际工程中，是未来直流输电的发展方向。

## 二、常规直流输电

### （一）常规直流输电系统结构

常规直流输电系统主要由整流站、逆变站、直流输电线路、换流变压器、平波电抗器、无功补偿及滤波器等部分构成，此外，开关设备、控制保护装置和通信系统等也是构成直流输电系统不可或缺的部分。图8-27给出了双极常规直流输电系统结构示意。

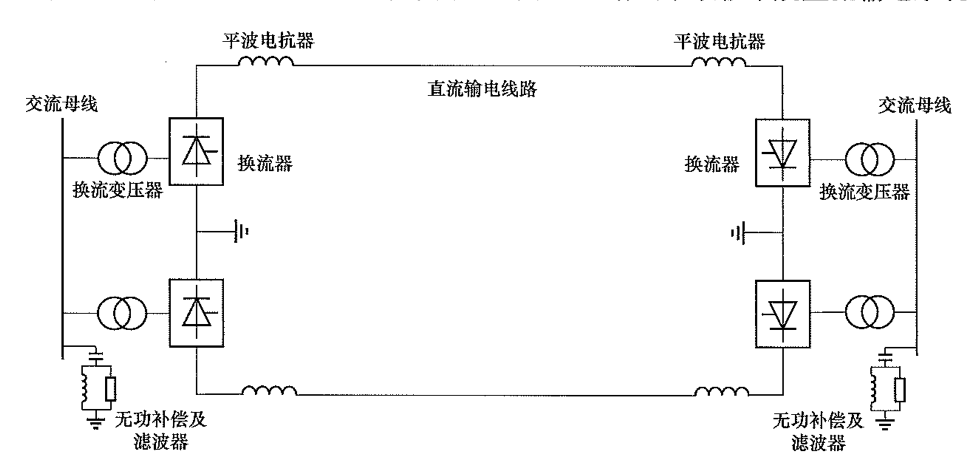



图8-27　双极常规直流输电系统结构示意图

整流站和逆变站的核心设备是换流器，负责进行交、直流转换，整流器将交流电转换为直流电，逆变器将直流电转换为交流电。换流器的基本单元是三相6脉动换流桥，目前我国工程中直流系统普遍采用的是由两个6脉动换流器串联组成的12脉动换流器，±660kV及以下电压等级直流系统多采用每极单12脉动换流器阀组接线，±800kV和±1100kV特高压直流输电系统则采用每极双12脉动换流器串联的阀组接线。

直流输电线路连接整流站和逆变站，进行直流功率传输，是直流输电系统的重要组成部分，在背靠背直流输电系统中可以省略直流输电线路和平波电抗器。

换流变压器是换流桥与交流系统之间联络的关键设备，通过换流变压器可以使交流系统和直流系统之间实现隔离和电绝缘，并可通过电压变换使换流器阀侧电压维持需求值，为换流桥提供三相换相电压。

平波电抗器一般串接在换流器输出端与直流线路之间，主要起到抑制直流电压纹波的作用，使输出直流接近于理想直流，减少直流线路对通信的干扰，还能起到限制短路电流、防止换流阀遭受过电压损坏等方面的作用。

无功补偿及滤波器在常规直流输电系统中也是非常重要的构成部分，换流站内的无功功率消耗可达到输送功率的40%～60%，因此需要大量的无功补偿设备补偿换流站的无功消耗。另外，换流器在换流过程中会向交流电网注入大量谐波，需要在换流站装设交流滤波器对谐波进行抑制，用于谐波抑制的滤波器也可同时作为无功补偿设备。

### （二）常规直流输电系统模型及参数

1. 机电暂态计算模型

在机电暂态仿真计算中，直流输电系统采用准稳态数学模型来描述，以换流站交流母线电压为换相电压，以变压器漏抗作为换相电抗。根据常规直流输电系统的结构组成，其稳态简化等值电路可用图8-28表示。

等效换相电阻$R_{xr}$和$R_{xi}$可用来解释换相叠弧所引起的电压下降，但并不代表实际电阻，可通过式（8-118）、式（8-119）进行计算，即

$$R_{xr}=\frac{3}{\pi}X_r \qquad (8\text{-}118)$$

$$R_{xi}=\frac{3}{\pi}X_i \qquad (8\text{-}119)$$

式中 $X_r$——整流侧换流变压器的换相电抗值，Ω；

$X_i$——逆变侧换流变压器的换相电抗值，Ω。

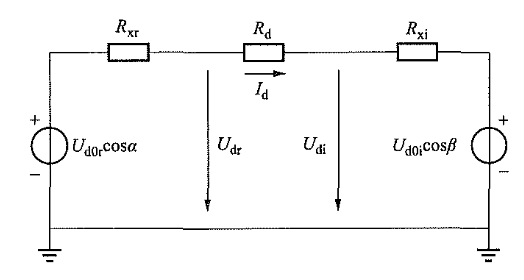



图 8-28 常规直流输电系统稳态等值电路

$U_{dr}$ 和 $U_{di}$ —分别为整流侧和逆变侧的直流电压；$I_d$ —直流电流；$R_{xr}$ 和 $R_{xi}$ —分别为整流侧和逆变侧的等效换相电阻；$R_d$—直流线路的电阻；$U_{d0r}$ 和 $U_{d0i}$ —分别为整流侧和逆变侧的换流器空载直流电压；$\alpha$—整流器的触发滞后角；$\beta$—逆变侧的触发越前角

根据等效电路图，整流侧及逆变侧的直流电压可按式（8-120）、式（8-121）计算

$$U_{dr}=U_{d0r}\cos\alpha-\frac{3}{\pi}X_rI_d \tag{8-120}$$

$$U_{di}=U_{d0i}\cos\beta+\frac{3}{\pi}X_iI_d \tag{8-121}$$

可得出稳态直流电流为

$$I_d=\frac{U_{d0r}\cos\alpha-U_{d0i}\cos\beta}{R_d+R_{xr}+R_{xi}} \tag{8-122}$$

整流侧终端功率 $P_{dr}$ 为

$$P_{dr}=U_{dr}I_d \tag{8-123}$$

逆变侧终端功率 $P_{di}$ 为

$$P_{di}=U_{di}I_d \tag{8-124}$$

式（8-120）～式（8-124）即为常规直流输电系统的简单数学模型描述。

空载直流电压可按式（8-125）、式（8-126）计算

$$U_{d0r}=\frac{3\sqrt{2}}{\pi}BTU_{ar} \tag{8-125}$$

$$U_{d0i}=\frac{3\sqrt{2}}{\pi}BTU_{ai} \tag{8-126}$$

式中 $B$——串联 6 脉动换流桥的数量；

$T$——换流变压器的变比；

$U_{ar}$——整流侧交流母线电压，kV；

$U_{ai}$——逆变侧交流母线电压，kV。

在机电暂态计算中，直流输电线路是以 $R$-$L$ 型集中参数线路模型表示的，考虑直流输电线路电流变化的动态过程，用微分方程描述，与换流器模型联立后，其暂态等值电路可表示如图 8-29 所示，$L_{xr}$、$L_{xi}$ 分别为整流侧、逆变侧平波电抗器的电感，$L_d$ 为直流线路的电感。

等值回路的微分方程可用式（8-127）表示

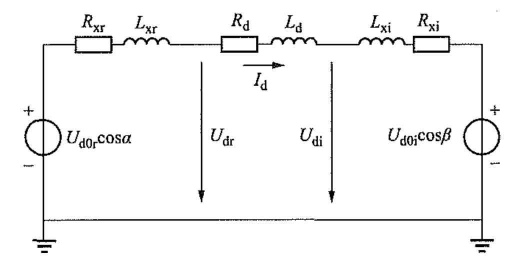



图 8-29 常规直流输电系统暂态等值电路

$$U_{d0r}\cos\alpha=R_{xr}I_d+L_{xr}\frac{dI_d}{dt}+R_dI_d+L_d\frac{dI_d}{dt}+L_{xi}\frac{dI_d}{dt}+R_{xi}I_d+U_{d0i}\cos\beta \tag{8-127}$$

2. 电磁暂态计算模型

直流输电系统的电磁暂态计算模型采用器件级模型来描述，一般分为主电路和控制系统两部分。主电路由换流变压器、晶闸管开关、缓冲电路、直流线路、平波电抗器、滤波器等组成。

一般用理想半可控开关来模拟晶闸管的导通和关断。晶闸管开关在正向电压大于门槛电压且门极触发信号为 1 时导通；当流经晶闸管开关的电流小于给定电流裕度值时或电流过零时关断。

换流变压器、缓冲电路、平波电抗器、滤波器一般采用集中参数模型，以集中电感、电容等值计算电路描述。集中电感、电容上的暂态电压和电流可以用常微分方程式描述，在电磁暂态过程计算中，可利用数值积分法，将积分形式的微分方程式转换为代数方程式。两端为 i 和 j 的电感元件上电压与电流的关系为

$$i_{ij}(t)=\frac{1}{R_L}\left[u_i(t)-u_j(t)\right]+I_L(t-\Delta t) \tag{8-128}$$

$$R_L=2L/\Delta t$$

$$I_L(t-\Delta t)=i_{ij}(t-\Delta t)+\frac{1}{R_L}[u_i(t-\Delta t)-u_j(t-\Delta t)]$$

式中 $R_L$——电感 $L$ 的等值计算电阻，Ω；

$I_L$——等值电流源，kA。

两端为 i 和 j 的电容元件上电压与电流的关系为

$$i_{ij}(t)=\frac{1}{R_C}[u_i(t)-u_j(t)]+I_C(t-\Delta t) \tag{8-129}$$

$$R_C=\Delta t/2C$$

式中 $R_C$——电容 $C$ 的等值计算电阻，Ω；

$I_C$——等值电流源，计算方法同 $I_L$，kA。

直流线路可采用Π形、T 形集中参数线路模型或分布参数线路模型模拟，对于长距离输电线路，采用分布参数线路模型更有益于准确分析直流系统的动态特性。直流线路分布参数模型中以贝杰龙（Bergeron）模型使用较为广泛，该模型采用分段式集总参数电阻和无损传输线进行模拟，是不考虑频变特性的分布参数模型，其等值计算电路可表示为

$$i_{ij}(t)=\frac{1}{Z}u_i(t)+I_i(t-\tau) \tag{8-130}$$

$$i_{ji}(t)=\frac{1}{Z}u_j(t)+I_j(t-\tau) \tag{8-131}$$

式中　$Z$——波阻抗；

$\tau$——行波从 i 到 j 的传播时间；

$I_i$、$I_j$——等值电流源。

$$I_i(t-\tau)=-\frac{1}{Z}u_j(t-\tau)-i_{ji}\ (t-\tau)$$

$$I_j(t-\tau)=-\frac{1}{Z}u_i(t-\tau)-i_{ij}(t-\tau)$$

3. 常规直流输电系统基本控制策略

高压直流输电系统具有高度的可控性，改变整流器和逆变器的触发角$\alpha$和$\beta$可以控制整流侧和逆变侧的直流电压，调节直流电流的大小，继而实现对直流传输功率的控制，控制系统是高压直流输电系统可靠运行的必要保证。

无论是机电暂态过程计算模型，还是电磁暂态过程计算模型，对控制系统的模拟都是类似的，不同的是机电暂态模型中直接计算出触发角的大小作为控制参数，而电磁暂态模型中则增加了脉冲触发环节。因此，本节对直流输电系统的控制系统模型进行统一介绍。

常规直流输电系统的控制系统因设计思路的不同存在差异，国内已投运的直流控制主要有两类技术路线，主要差异在于正常方式下逆变侧采取的主要控制方式不同，一类以定直流电压控制方式为主，另一类以定关断角控制方式为主，但总体控制策略是相同的。以国际大电网会议（CIGRE）发布的直流输电系统标准测试系统为例，其控制系统的结构如图 8-30 所示。

整流站一般有定电流控制和定电压控制可以选择。正常运行时，整流器采用定电流控制和最小触发角控制，最小$\alpha$参考角整定在 5°左右，以保证触发时阀上有足够的正电压，从而保证换相成功。定电压控制器主要起到动态限值调节的作用，正常情况下不投入运行，只有当本侧直流电压高于限值时才参与调节。

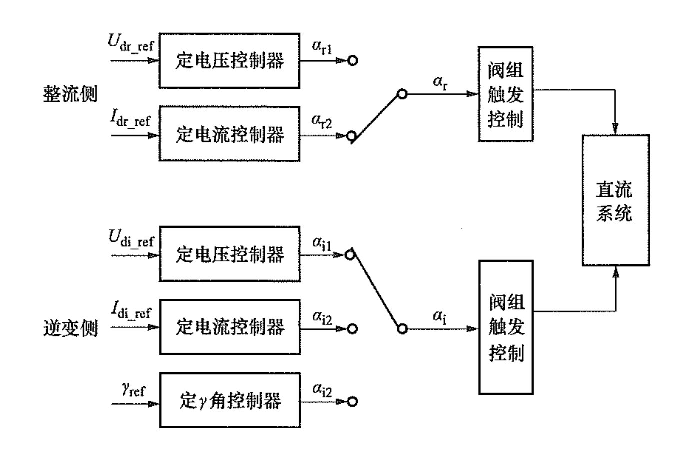



图 8-30　常规直流输电系统控制系统结构图

逆变站一般有定电压控制、定$\gamma$角控制和定电流控制可以选择。定电压控制器用来调节并维持直流电压恒定，这种调节方式有利于提高换流站交流电压的稳定性，但为了防止换相失败，正常运行时逆变侧的熄弧角一般比定熄弧角控制时略大，使得换流器在正常情况下消耗的无功功率较多。定$\gamma$角控制器用于保持逆变侧熄弧角为指令值，要求逆变器的熄弧角不小于最小熄弧角，采用该控制方式，当交流电压下降时，为保持熄弧角不变，$\beta$角将增大，使得逆变器的功率因数下降，消耗的无功功率增大，致使交流电压进一步下降，在某种条件下甚至形成恶性循环，最终可能导致交流电压崩溃。因此，定电压控制和定$\gamma$角控制各有优缺点，目前国内直流输电工程中均有采用。定电流控制在正常情况下也不投入运行，如果整流侧的电压下降使整流器的触发角减小到最小限制值时，整流侧切换为最小$\alpha$角限制控制，而逆变则设为定电流控制，一般整流侧的电流指令和逆变侧的电流指令有一个差值$\Delta I_m$，称为电流裕度，通常整定为额定电流的 10%。

各控制器的控制原理及结构基本相似，以整流侧定电流控制器为例，其控制原理框图如图 8-31 所示。

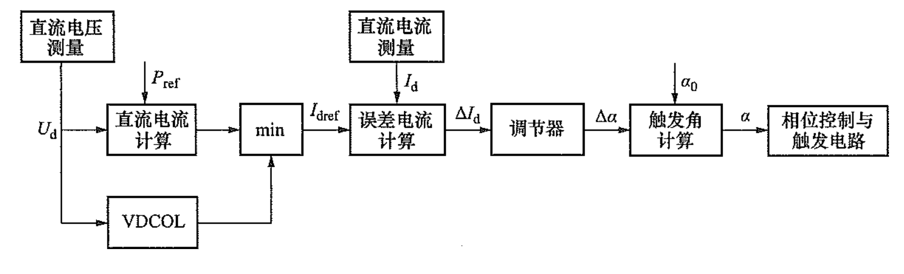



图 8-31　常规直流输电系统定电流控制原理框图

整流侧定电流控制中直流电流的整定值既可以直接根据直流系统运行的需要给出，也可以是直流传输功率的给定值与直流电压的函数，此时虽说提供的是功率整定值，但对控制系统而言仍是通过定电流的方式来完成的。此外，电流参考值还需要考虑低压限流环节（VDCOL）的影响。在低电压条件下，若维持直流电流不变，则对无功功率的需求将增加，但系统电压水平的降低又使得系统所提供的无功功率明显减少，对交流系统不利，会面临换相失败和电压不稳定的风险，此时要想保持额定直流电流或额定功率是不

太可能的。因此，引入 VDCOL 环节来提高电压的稳定性，其作用是在直流电压下降到一定程度时相应地降低直流电流指令，在交流故障恢复阶段，由于有了 VDCOL 环节，直流电流指令将会在直流电压恢复到足够水平以后再复原，这一过程有助于直流系统的恢复及交流系统的稳定。

整流侧和逆变侧的控制方式配合是整个直流输电控制的核心，传统方式下，直流输电系统中通常按整流侧控制保持直流电流恒定，逆变侧控制保持直流电压恒定或者通过使与之等效的$\gamma$角恒定来控制。常规直流输电系统典型稳态运行特性曲线如图 8-32 所示。

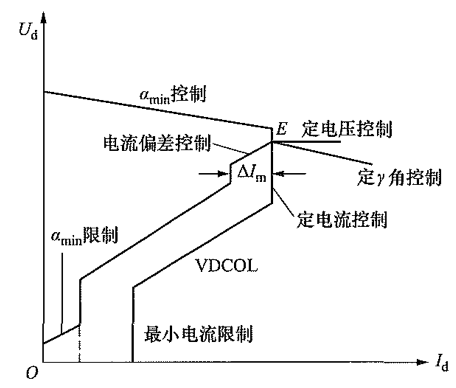



图 8-32　常规直流输电系统典型稳态运行特性曲线

图 8-32 中，整流器的特性曲线包括四部分：相应于最小$\alpha$角限制的恒定触发角特性曲线、恒定电流特性曲线、VDCOL 特性曲线、最小电流限制特性曲线。逆变器的特性曲线较为复杂，包括了七个部分：恒定熄弧角特性曲线、恒定电压特性曲线、电流偏差控制特性曲线、恒定电流特性曲线、VDCOL 特性曲线、相应于整流侧的最小电流限制特性曲线、逆变侧最小$\alpha$角限制特性曲线。正常运行下，整流器的特性曲线和逆变器的特性曲线相交于工作点 $E$。

4. 常规直流输电系统基本参数

常规直流输电系统的一次主回路基本参数主要包括直流电压、电流、输送功率等直流系统稳态运行参数，换流器的理想空载直流电压，换流变压器的短路阻抗、网侧额定电压、阀侧额定电压、额定容量、分接头档距及级数，平波电抗器的电感值等。

以上参数的确定及计算方法在第六章第四节中已进行了详细的阐述，本节不再赘述，每一个常规直流输电工程的主回路参数都需要根据设计条件计算确定，表 8-4 为±500kV/3000MW 双极直流输电系统基本参数示例。

**表 8-4　±500kV/3000MW 双极直流输电系统基本参数示例**

| 项　　目 | | 整流侧 | 逆变侧 |
|---|---|---|---|
| 额定功率（MW） | | 3000 | |
| 额定电压（kV） | | ±500 | |
| 额定电流（A） | | 3000 | |
| 直流线路电阻（Ω） | | 10.4 | |
| 接地极引线及接地电阻（Ω） | | 1.47 | 3.05 |
| 理想空载直流电压（kV） | | 284.1 | 264.1 |
| 换流变压器（单相双绕组） | 额定容量（MV・A） | 297.5 | 276.4 |
| | 短路阻抗 | 16% | 16% |
| | 网侧额定电压（kV） | 525 | 525 |
| | 阀侧额定电压（kV） | 210.4 | 195.5 |
| | 分接头档距 | 1.25% | 1.25% |
| | 分接开关级数 | +26/–9 | +26/–9 |
| 平波电抗器电感值（mH） | | 600（正、负极线各装设 1 组 300） | 600（正、负极线各装设 1 组 300） |

## 三、柔性直流输电

### （一）柔性直流输电系统结构

我国所定义的柔性直流输电是以电压源换流器（VSC）和脉冲宽度调制（PWM）技术为基础的新型直流输电技术，目前在直流输电工程中采用的电压源换流器主要有两电平换流器、三电平换流器和模块化多电平换流器（MMC），几种不同技术的电压源换流器三相拓扑结构示意如图 8-33 所示。

与两电平换流器相比，三电平换流器输出电压谐波水平更低，开关损耗也较低，阀承受的电压也相对较低，但需要大量的钳位二极管，且存在电容电压不平衡的问题。相对于两电平与三电平换流器，MMC 拓扑结构在制造难度、损耗、波形质量、故障处理能力等方面具有明显的优势，但也存在所需元件数量多、系统控制更为复杂等方面的问题。

图 8-34 为基于两电平或三电平换流器的两端双极柔性直流输电系统结构示意图，电压源换流器、变压器、换流电抗器、交流滤波器、直流电容器等设备是构成柔性直流输电系统的主要组成部分。

柔性直流输电系统的变压器不同于常规直流输电系统中的换流变压器，可以采用普通的交流变压器，其主要作用是将系统交流电压变换到与换流器直流侧电压相匹配的二次侧电压，以确保合适的开关调制度，减小输出电压和电流的谐波量。

换流电抗器是柔性直流输电系统的一个关键部分，是换流器与交流系统之间功率传输的纽带，换流电抗器对换流器的功率输送能力、有功功率与无功功率的控制等影响较大；同时，换流电抗器能起到抑制短路电流和电压中的开关频率谐波量的作用。

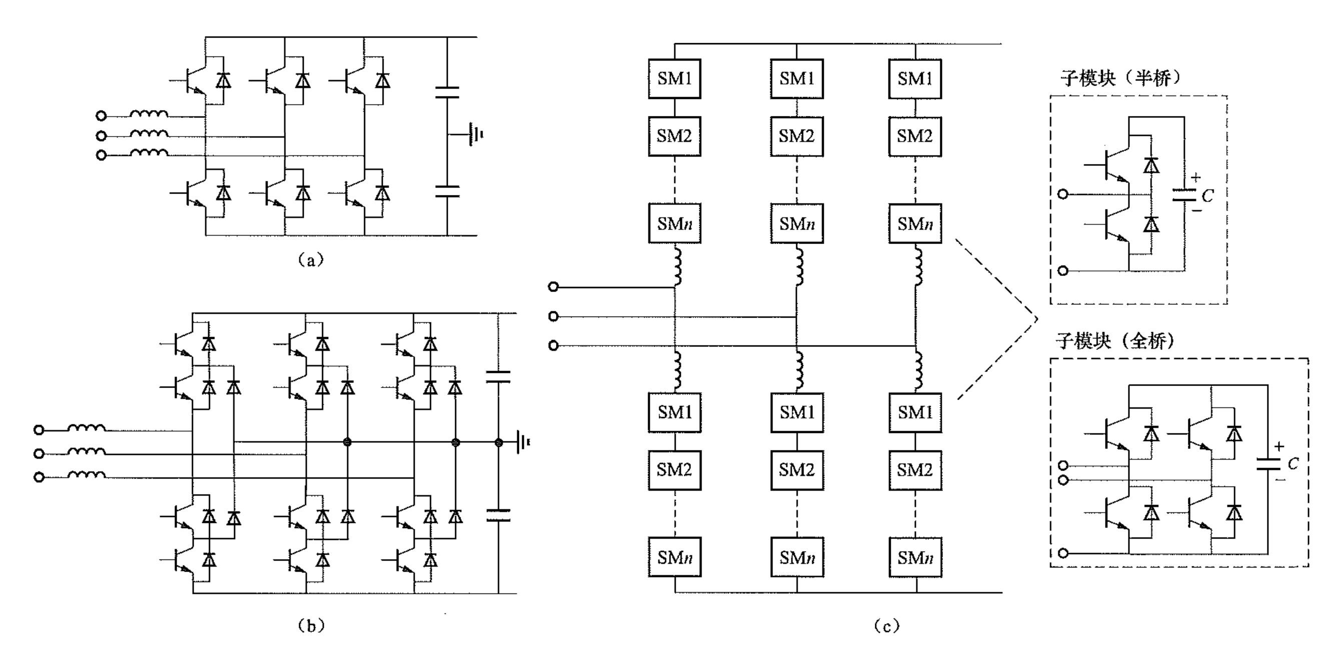



图 8-33　电压源换流器三相拓扑结构示意图

（a）两电平换流器；（b）三电平换流器；（c）模块化多电平换流器

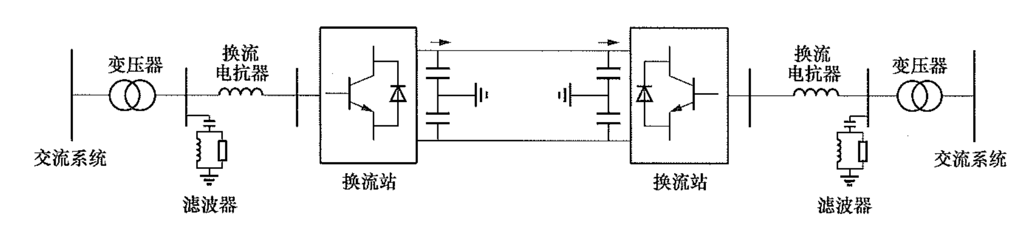



图 8-34　基于两电平或三电平换流器的两端双极柔性直流输电系统结构示意图

直流侧电容器是换流器的直流侧储能元件，可以缓冲桥臂开断的冲击电流、减小直流侧的电压谐波，并为受端站提供电压支撑。

交流滤波器的作用是滤去交流侧的谐波分量，虽然柔性直流输电技术相较于常规直流输电技术可以大大减少低次谐波含量，换流电抗器对输出电流可以起到滤波作用，但输出电压中含有一定量的高次谐波，仍需要在换流母线处安装适量的交流滤波器以使输出电压的谐波畸变率满足相关谐波标准，但对交流滤波器的需求量较小。

图 8-35 为基于 MMC 的两端双极柔性直流输电系统结构示意图。

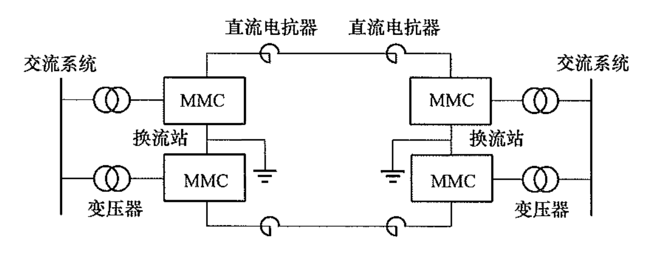



图 8-35　基于 MMC 的两端双极柔性直流输电系统结构示意图

与基于两电平或三电平换流器的柔性直流输电系统相比，为了抑制换流器三相间的环流，抑制换流器内部故障和直流侧故障时流过桥臂的故障电流的上升率，MMC 需要在上下臂各接入一个电抗器，称为桥臂电抗器，兼具连接电抗器的作用。

对于含有直流输电线路的系统，在换流站直流母线和直流线路之间一般需要装设直流电抗器，以防止雷电波侵入换流站，同时起到抑制直流短路故障时故障电流的上升率的作用；对于背靠背柔性直流输电系统，则可不装设直流电抗器。

采用 MMC 时，其交流侧的谐波特性基本可满足相关规程规范要求，可不装设交流滤波器。

### （二）柔性直流输电系统模型及参数

#### 1. 机电暂态计算模型

根据柔性直流输电系统的结构构成，忽略数值很小的电阻 $R$，换流器交流侧基波等值电路如图 8-36 所示。

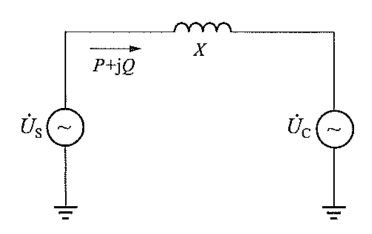



图 8-36　换流器交流侧基波等值电路图

$\dot{U}_S$ —交流母线电压基波分量；$\dot{U}_C$ —换流器输出电压基波分量；$X$—变压器及换流电抗器的电抗

若忽略电阻，从交流系统传输到换流器的功率为

$$P=\frac{U_{S}U_{C}}{X}\sin\delta \tag{8-132}$$

$$Q=\frac{U_{S}(U_{S}-U_{C}\cos\delta)}{X} \tag{8-133}$$

式中 $\delta$——$\dot{U}_C$ 滞后于 $\dot{U}_S$ 的角度。

可以看出，$\delta$ 和 $U_C$ 是控制功率传输的主要参数，有功功率的传输主要取决于 $\delta$ 角，无功功率的传输主要取决于 $U_S-U_C\cos\delta$，通过对 $\delta$ 角的控制，可以控制传输有功功率的大小和方向，通过对 $U_C$ 大小的控制，可以控制传输无功功率的大小和方向。因此，通过控制 $\delta$ 和 $U_C$ 即可以实现有功功率和无功功率的四象限运行。换流器交流侧稳态运行时基波相量图如图 8-37 所示。

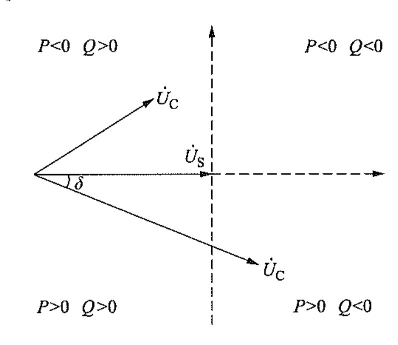



图 8-37 换流器交流侧稳态运行时的基波相量图

换流器输出交流基波电压 $u_c$ 与直流电压 $u_d$ 的关系为

$$u_c=\frac{\mu M}{\sqrt{2}}u_d\angle\delta \tag{8-134}$$

式中 $\mu$——直流电压利用率，输出交流线电压基波分量幅值与直流电压的比值，采用正弦调制时 $\mu=\sqrt{3}/2$；

$M$——调制比，即换流器输出交流相电压基波分量幅值与单极直流电压之比。

则直流电压为

$$U_d=\frac{\sqrt{2}X\sqrt{P^2+\left(Q+\frac{U_S^2}{X}\right)^2}}{\mu MU_S} \tag{8-135}$$

直流电流为

$$I_d=\frac{P_d}{U_d} \tag{8-136}$$

忽略传输损耗，可认为直流输送功率与交流输送有功功率近似相等，即 $P_d\approx P$。

$\delta$ 和 $U_C$ 的控制可通过控制正弦脉宽调制(SPWM)调制波的移相角 $\delta$ 和调制比 $M$ 来实现，但这两个物理量与有功功率、无功功率之间的控制关系是耦合的，可以通过坐标变换实现有功功率和无功功率的解耦控制。

柔性直流输电系统交流侧的三相暂态数学模型为

$$\left.\begin{aligned}L\frac{di_{sa}}{dt}&=u_{sa}-u_{ca}\\L\frac{di_{sb}}{dt}&=u_{sb}-u_{cb}\\L\frac{di_{sc}}{dt}&=u_{sc}-u_{cc}\end{aligned}\right\} \tag{8-137}$$

式中 $L$——变压器及换流电抗器的等效电感值，H；

$i_{sa}$、$i_{sb}$、$i_{sc}$——交流系统向换流器输出的 A、B、C 三相交流传输电流，kA；

$u_{sa}$、$u_{sb}$、$u_{sc}$——A、B、C 三相交流母线电压，kV；

$u_{ca}$、$u_{cb}$、$u_{cc}$——A、B、C 三相换流器输出电压，kV。

通过派克变换将三相时变物理量变换为 dq0 旋转坐标系统下的物理量，可得到旋转坐标系下的暂态数学模型为

$$\left.\begin{aligned}\frac{di_{sd}}{dt}&=\frac{1}{L}(u_{sd}-u_{cd}+\omega Li_{sd})\\\frac{di_{sq}}{dt}&=\frac{1}{L}(u_{sq}-u_{cq}+\omega Li_{sq})\end{aligned}\right\} \tag{8-138}$$

式中 $i_{sd}$、$i_{sq}$——交流系统向换流器输出电流的 d 轴和 q 轴分量，kA；

$u_{sd}$、$u_{sq}$——交流母线电压的 d 轴和 q 轴分量，kV；

$u_{cd}$、$u_{cq}$——三相换流器输出电压的 d 轴和 q 轴分量，kV；

$\omega$——系统角频率，rad/s。

根据瞬时功率理论，在忽略损耗的情况下，交流系统向换流器传输的有功功率和无功功率可表示为

$$\left.\begin{aligned}P&=\frac{3}{2}(u_{sd}i_{sd}+u_{sq}i_{sq})\\Q&=\frac{3}{2}(u_{sq}i_{sd}-u_{sd}i_{sq})\end{aligned}\right\} \tag{8-139}$$

通常将旋转坐标系下的 d 轴定向于与静止坐标系下的 a 轴同方向，满足 $u_{sq}$=0，则式（8-139）可化简为

$$\left.\begin{aligned}P&=\frac{3}{2}u_{sd}i_{sd}\\Q&=-\frac{3}{2}u_{sd}i_{sq}\end{aligned}\right\} \tag{8-140}$$

因此，可以通过分别控制 $i_{sd}$ 和 $i_{sq}$ 实现有功功率和无功功率的解耦控制，在已知 $i_{sd}$ 和 $i_{sq}$ 的基础上即可计算出 SPWM 调制波的移相角 $\delta$ 和调制比 $M$。

机电暂态计算中，直流输电线路一般以 $R$-$L$ 型集中参数线路模型表示，直流线路模型与直流侧电容模型联立后，等值电路如图 8-38 所示。

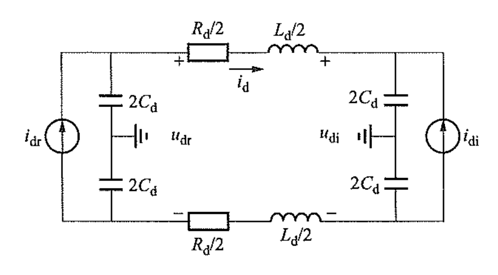



图 8-38 两端柔性直流输电系统暂态等值电路图

$u_{dr}$ 和 $u_{di}$—分别为整流侧和逆变侧的直流电压；$i_{dr}$ 和 $i_{di}$—分别为整流侧和逆变侧换流器输出的直流电流；$i_d$—直流线路电流；$R_d$ 和 $L_d$—分别为直流线路的电阻和电感；$C_d$—直流电容

等值回路的微分方程为

$$\left.\begin{aligned} C_d\frac{du_{dr}}{dt} &= i_{dr}-i_d \\ C_d\frac{du_{di}}{dt} &= i_{di}+i_d \\ R_d i_d + L_d\frac{di_d}{dt} &= u_{dr}-u_{di} \end{aligned}\right\} \tag{8-141}$$

对于 MMC，电容分散位于各个子模块中，由于等效模型无法计算单个子模块的电压变化，因此，需要利用一个虚拟的集中电容 $C_{deq}$ 表示子模块分散电容 $C_0$ 的整体特性，使得在动态过程中，两者的电压变化特性相同。根据平均值模型的假设，直流电压在 MMC 各子模块电容中平均分布，不考虑冗余，设 MMC 每个半桥桥臂的子模块数量为 $n$，则等效电容 $C_{deq}$ 为

$$C_{deq}=\frac{6}{n}C_0 \tag{8-142}$$

2. 电磁暂态计算模型

电磁暂态过程计算中，柔性直流输电系统常采用器件级模型来描述，柔性直流输电系统的主电路一般由换流变压器、门极可关断晶闸管（GTO）或绝缘栅双极晶体管（IGBT）、缓冲电路、电容器、直流线路、滤波器等组成。换流变压器、缓冲电路、电容器、滤波器等一般采用集中参数模型，直流线路可采用Π形、T 形集中参数线路模型或分布参数线路模型模拟，其数学描述同前述常规直流输电系统，此处不再赘述。

在电磁暂态仿真时，电力电子开关器件的模拟是最消耗仿真时间的，需要对开关器件的伏安特性做一定的简化，GTO 或 IGBT 可用理想可控开关来模拟，简单模拟全控型器件的导通和关断；在正向电压大于门槛电压且门极触发信号为 1 时导通；在处于正向偏置且门极触发信号为 0（也可设定为−1）时关断。MMC 一般每个桥臂都可由数百个子模块串联构成，开关数量巨大，若按照实际结构搭建模型将严重影响仿真速度，需对 MMC 模型进行等效简化，以降低其复杂度，提高仿真速度。目前，MMC 的等效模型简化方法也是研究的热点，有用数值计算模型表现子模块内部特性的，有用开关函数表示桥臂特性的，也有用受控电压源和受控电流源表示整个 MMC 的输入、输出特性的，更多的方法还在探索中，尚未形成一个工程设计中普遍使用的方法。

3. 柔性直流输电系统基本控制策略

同常规直流输电系统一样，对于柔性直流输电系统，无论是机电暂态过程计算模型，还是电磁暂态过程计算模型，对控制系统的模拟都可以是类似的，不同的是电磁暂态模型中增加了脉宽调制环节。因此，本节对直流输电系统的控制系统模型进行统一介绍。

柔性直流输电系统的控制以采用直接电流控制较优，可以实现有功分量与无功分量的解耦控制，且具有快速的电流响应特性，直接电流控制采用电流内环与功率外环的控制方式，也称为双闭环控制法，其典型控制原理框图如图 8-39 所示。

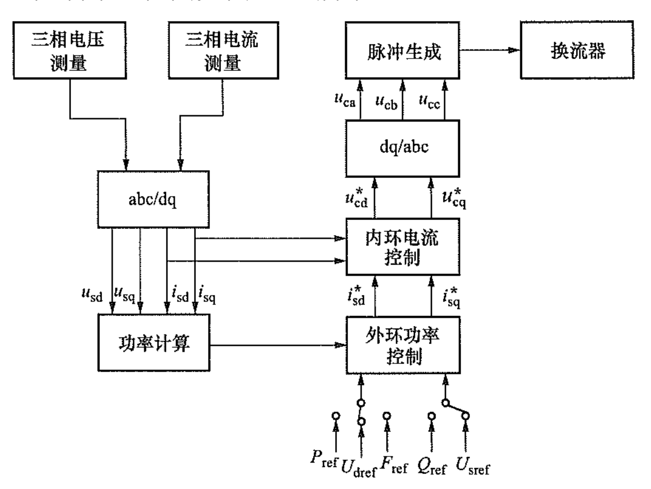



图 8-39 柔性直流输电系统典型控制原理框图

在控制系统中，外环控制器主要用于控制交流系统有功功率、无功功率、频率、交流侧电压及直流侧电压等物理量，其中交流系统有功功率、频率、直流侧电压属于与有功功率直接或间接相关的物理量，交流系统无功功率、交流侧电压属于与无功功率直接或间接相关的物理量。外环功率控制器典型控制原理框图如图 8-40 所示，频率控制器和交流电压控制器的结构与直流电压控制器类似。

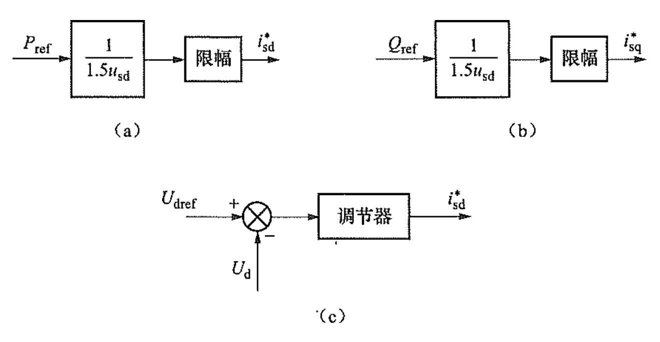



图 8-40 外环功率控制器典型控制原理框图

（a）有功功率控制器；（b）无功功率控制器；（c）直流电压控制器

内环控制器主要用于控制换流器输出的交流电流能够跟踪外环控制器的输出电流指令，根据其输出的换流器电压参考波形，由脉宽调制实现开关控制。内环电流控制器控制原理框图如图 8-41 所示。

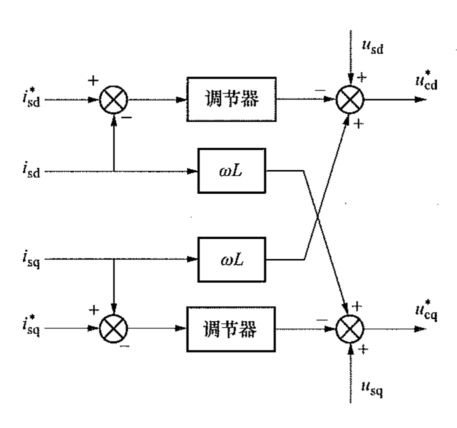



图 8-41　内环电流控制器控制原理框图

柔性直流输电系统正常稳态运行时，每个换流器都可以各自独立地控制其交流侧无功功率或交流母线电压，但直流网络的有功功率必须保持平衡。

4. 柔性直流输电系统基本参数

考虑到 MMC 是未来柔性直流输电发展的主流技术，仅对 MMC 型柔性直流输电系统的基本参数选择进行说明。

MMC 直流输电系统的一次主回路基本参数主要包括直流电压、电流、输送功率等直流系统稳态运行参数，联接变压器的短路阻抗、网侧额定电压、阀侧额定电压、额定容量、分接头档距及级数，子模块数量及电容值、桥臂电抗器和直流电抗器的电感值等基本参数。直流电压、电流、输送功率在输电方案研究时确定，本节不做说明。

（1）联接变压器参数。联接变压器容量通常按 MMC 与电网之间交换功率的大小确定，计及损耗，通常为 MMC 容量的 1.1～1.2 倍。

联接变压器的绕组联结方式一般是网侧星形接地、阀侧星形不接地或三角形联结；对于网侧不直接接地的电力系统，也可采用网侧三角形联结、阀侧星形接地的联结方式。

确定联接变压器的分接头档距和级数时，需考虑交流系统的电压运行范围，并应保持联接变压器阀侧空载电压在交流侧电压变化时基本维持恒定。

联接变压器的短路阻抗根据变压器制造时的经济合理条件取较小值，目前工程中多采用 10%～15%的短路阻抗值。

联接变压器的阀侧额定电压即阀侧空载电压，确定阀侧空载电压的运行工况是 MMC 满容量发无功，此时调制比为 1，联接变压器的变比 $k$ 可按下式进行估计算

$$k=\frac{2\sqrt{2}U_{\rm S}\sqrt{(X^*P_{\rm N}^*)^2+(1+X^*Q_{\rm N}^*)^2}}{\sqrt{3}U_{\rm d}} \tag{8-143}$$

式中　$X^*$——联接变压器和桥臂电抗器之和的标幺值；

$P_{\rm N}^*$——直流额定有功功率的标幺值；

$Q_{\rm N}^*$——直流额定无功功率的标幺值。

根据计算的联接变压器的变比 $k$ 值，即可求取阀侧额定电压值，其值与联接变压器的漏抗和桥臂电抗关系密切，根据工程经验，大致可以取单极额定直流电压的 1～1.05 倍。

（2）子模块参数。MMC 每个桥臂都由一定数量的子模块串联而成，MMC 工作时，含两个桥臂的每相单元总会有一半的子模块投入运行，另一半子模块被隔离，所以每个桥臂需要承担分摊到的全部直流电压，且留有一定裕度。单桥臂子模块数 $N$ 可根据式（8-144）确定

$$N\geqslant\frac{U_{\rm d}}{U_0} \tag{8-144}$$

式中　$N$——单桥臂子模块数；

$U_0$——子模块电容电压，kV；

$U_{\rm d}$——直流电压，kV。

功率模块直流电容承受交流电流，会产生电压波动，直流电容电压波动可能会造成开关器件承受更高的直流电压，影响器件的安全性。另外，直流侧电压波动会通过脉冲调制耦合到交流侧，引起交流侧的电压波动和电流波动。为了抑制电压波动，需要选择合适的电容值。从抑制子模块电容电压稳态波动的角度考虑，子模块电容值 $C_0$ 应满足

$$C_0\geqslant\frac{P_{\rm N}}{3MN\omega_0\varepsilon U_0^2}\left[1-\left(\frac{M\cos\varphi}{2}\right)^2\right]^{\frac{3}{2}} \tag{8-145}$$

式中　$C_0$——子模块电容值；

$P_{\rm N}$——直流额定有功功率；

$M$——电压调制比；

$\omega_0$——电网额定角功率，rad/s；

$\varepsilon$——电容电压波动系数，为波动分量幅值与电容电压 $U_{\rm C}$ 之比；

$\cos\varphi$——功率因数。

通常要求电容电压波动系数 $\varepsilon$ 应小于 10%，工程中多按小于 5%考虑。

为了减小故障时的电流上升速度，在换流站的直流侧一般会安装直流电抗器，在此基础上，子模块的电容值可考虑适当减小。

（3）桥臂电抗器参数。桥臂电抗器参数设计需要综合系统运行、抑制 MMC 内部环流、抑制直流侧故障时桥臂电流的上升速度、投资成本等多方面因素，

在桥臂电抗器电感值初选时可主要考虑环流抑制及短路电流限制的作用。

1）考虑系统运行的电感值选取。桥臂电抗与变压器漏抗为串联关系，两者的取值大小都会影响交流电流及功率的大小，桥臂电抗器值不能单独设计，需要与变压器漏抗合并等效后计算。等效后的电感 $L$ 为

$$L = L_{\mathrm{T}} + \frac{L_0}{2} \tag{8-146}$$

式中　$L$——等效电感，H；

$L_{\mathrm{T}}$——变压器漏抗对应的电感值，H；

$L_0$——桥臂电抗电感值，H。

根据换流站的运行范围，换流器出口电压相对交流系统电压的移相角 $\delta$ 的范围为

$$-\arcsin X^* \leqslant \delta \leqslant \arcsin X^* \tag{8-147}$$

式中　$\delta$——移相角；

$X^*$——等值电感 $L$ 对应的等值电抗标幺值。

实际工程中一般把 $\delta$ 控制在较小的范围内，当 $\delta$ 的绝对值考虑为 6°～17°时，$X^*$的值为 0.1～0.3，确定等效电抗取值后，去掉变压器漏抗，即得到桥臂电抗值，从而得到相应的电感值。

2）抑制环流的电感值选取。桥臂电抗器的参数选择主要考虑抑制桥臂间 2 倍频环流的需要，桥臂电抗器的数值越大越有利于降低 2 倍频环流幅值，换流器输出电流谐波特性也越好，但桥臂电抗器的增大会降低电流的跟踪速度。从抑制环流的角度考虑，在指定环流大小下，桥臂电抗器的电感值为

$$L_0 = \frac{1}{8\omega^2 C_0 U_0} \times \left( \frac{P_{\mathrm{N}}}{3I_{\mathrm{km}}} + U_{\mathrm{d}} \right) \tag{8-148}$$

式中　$L_0$——桥臂电抗器的电感值，H；

$\omega$——基频角频率，rad/s；

$I_{\mathrm{km}}$——指定的环流幅值，kA。

一般工程中将桥臂环流分量幅值限值取为桥臂电流基波分量幅值的 30%。当柔性直流换流阀采用不同开关器件时，子模块电容电压并不相同，故桥臂电抗器取值也不尽相同。

3）抑制故障电流上升率的电感值选取。当直流侧发生短路故障时，控制保护系统检测到直流侧短路或开关器件过电流时会迅速闭锁开关器件，但从短路发生到开关器件闭锁需要一段时间，因此对故障电流的上升率有要求。在给定桥臂暂态电流上升率 $\alpha$（kA/s）的条件下，桥臂电抗器的电感值为

$$L_0 = \frac{U_{\mathrm{d}}}{2\alpha} \tag{8-149}$$

桥臂电抗器参数的选取应综合考虑以上因素，但考虑到系统在较宽范围内取值都能满足要求，用于抑制直流侧故障电流上升率因素对桥臂电抗器的取值要求很低，只需要很小的值即可满足对桥臂电抗器参数起决定性作用的抑制环流的要求。

（4）直流电抗器参数。直流电抗器与传统直流中的平波电抗器类似，能够起到抑制直流侧短路电流、阻挡雷电波侵入换流站的作用，同时应满足在直流线路故障时，使 MMC 闭锁前的直流侧故障电流小于 MMC 闭锁后的直流侧故障电流。

当直流侧故障导致 MMC 的直流侧正负极通过平波电抗器短路后，MMC 闭锁前直流短路电流 $I_{\mathrm{d0-}}$的估算方式为

$$I_{\mathrm{d0-}} = \frac{U_{\mathrm{d}}}{\sqrt{\dfrac{2N(2L_0+3L_{\mathrm{dc}}) - C_0(2R_0+3R_{\mathrm{dc}})}{36C_0}}} \tag{8-150}$$

式中　$L_{\mathrm{dc}}$——平波电抗器和直流线路电感器，H；

$R_0$——桥臂电阻值，Ω；

$R_{\mathrm{dc}}$——平波电抗器和直流线路电阻值，Ω。

闭锁后直流短路电流 $I_{\mathrm{d\infty}}$ 的估算方式为

$$I_{\mathrm{d\infty}} = \frac{3U_{\mathrm{S}}}{2\omega L_{\mathrm{dc}} + \omega L_0} \tag{8-151}$$

式中　$U_{\mathrm{S}}$——交流母线电压，kV。

当闭锁前直流短路电流与闭锁后直流短路电流相等时，定义对应的直流电抗器电感值为临界电感值，直流电抗器取值的一个重要原则是要大于该临界电感值。

每一个柔性直流输电工程的主回路参数都需要根据设计条件计算确定，表 8-5 为±320kV/1000MW 双极柔性直流输电系统基本参数示例。

**表 8-5　±320kV/1000MW 双极柔性直流输电系统基本参数示例**

| 项　目 | | 换流站 P | 换流站 H |
|---|---|---|---|
| 额定功率（MW） | | 1000 | |
| 额定电压（kV） | | ±320 | |
| 额定电流（A） | | 1563 | |
| 桥臂子模块数 | | 200+16（冗余） | 200+16（冗余） |
| 子模块电容值（mF） | | 10 | 10 |
| 子模块 IGBT 参数 | | 3300V/1500A | 3300V/1500A |
| 桥臂电抗器电感值（mH） | | 60 | 60 |
| 直流电抗器电感值（mH） | | 50 | 50 |
| 换流变压器（三相双绕组） | 额定容量（MV·A） | 530 | 530 |
| | 短路阻抗 | 15% | 15% |
| | 网侧额定电压（kV） | 230 | 110 |
| | 阀侧额定电压（kV） | 166.57 | 166.57 |
| | 分接头档距 | 1.25% | 1.25% |
| | 分接开关级数 | +8/−8 | +8/−8 |

## 第五节 风力发电系统

### 一、分类与简介

风力发电是将风能转换成电能的发电方式，通常被称为风能转换系统（wind energy conversion system，WECS）。WECS主要包括风能的吸收和转换装置——风力机，起连接作用的中间环节——轮毂、齿轮箱、联轴器，以及机械能到电能的转换装置——发电机。

风电机组按照能否实现变速运行及电气结构和特征可以进行不同的分类。

按照是否能实现变速运行可以分为恒速恒频风电机组和变速恒频风电机组两大类：恒速恒频风电机组通过保持风机转速恒定而实现发电频率的恒定，设计简单，但具有风能利用率不高和对机件磨损严重等缺点；变速恒频风电机组随着风速改变而改变叶片转速，具有效率高，变电力动力系统间的刚性连接为柔性连接等特点，是风力发电技术发展的方向。

按照电气结构和特性不同分为恒速恒频风电机组、最优滑差风电机组、双馈变速风电机组、全功率变换风电机组四大类。其中应用最广泛的是双馈变速风电机组和全功率变换风电机组，现作以下简要介绍。

（1）双馈变速风电机组。其定子绕组由具有固定频率的对称三相电源励磁，转子绕组由可调节频率的三相电源励磁，一般采用交—交变频器或交—直—交变频器供以低频电流。控制回路多且较复杂，但控制灵活，尤其是对有功、无功的控制，逆变器容量较小。变频装置体积小、成本低，需要变频控制的功率仅是电机额定容量的20%～30%。

（2）全功率变换风电机组。其控制回路少，控制简单，但要求逆变器容量大。当发生三相接地故障时，电压降落较少，所提供的无功功率较多，对电网更有利。全功率变换风电机组中在永磁直驱同步发电机应用较多，其由变桨距风力机直接驱动永磁同步发电机，省去了增速用齿轮箱，发电机输出先经整流器变为直流，再经逆变器将电能送到电网，通过控制逆变器送到电网的电流实现对直流环节电压的控制，从而控制风轮机的转速。永磁直驱同步发电机机械噪声较小，没有励磁损耗，可靠性较高。

在研究风电机组和风电场接入电网的有关问题时，仿真计算中所用的风电机组数学模型主要包括风轮及其控制系统模型、发电机模型、控制系统模型（双馈式机组/直驱式机组）三部分。各类常用风力发电机组结构如图8-42～图8-44所示，风电机组模型结构如图8-45和图8-46所示。

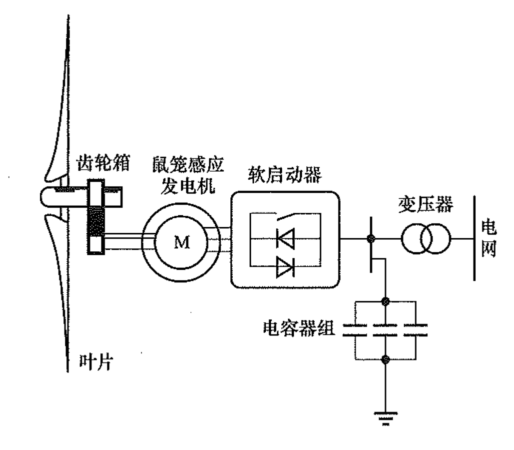



图8-42 鼠笼式异步风力发电机组结构示意图

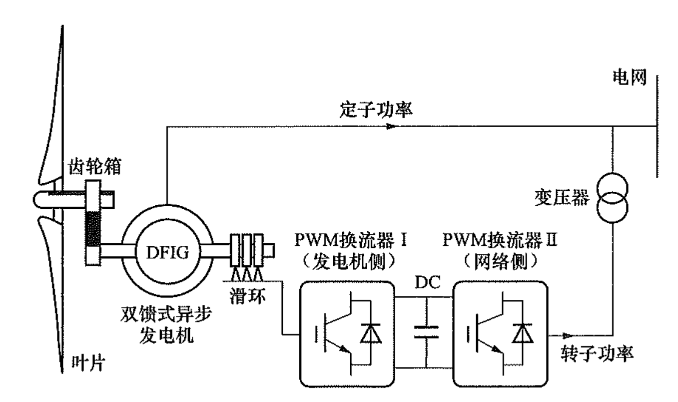



图8-43 双馈式异步风力发电机组结构示意图
PWM—脉冲宽度调制（pulse width modulation）

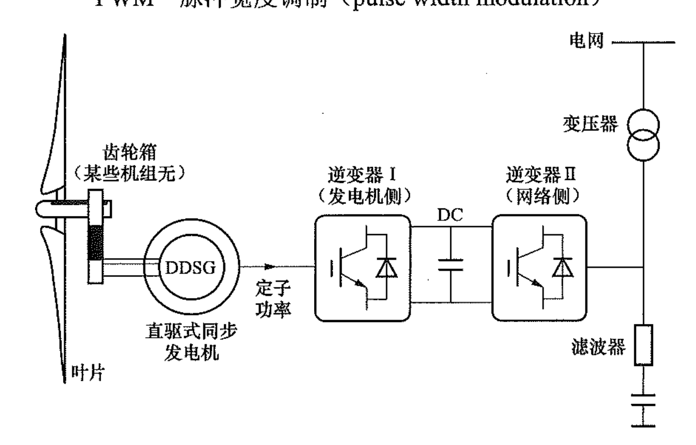



图8-44 直驱式风力发电机组结构示意图

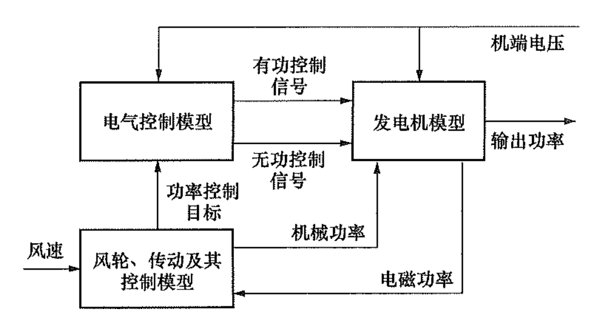



图8-45 双馈/直驱风电机组模型结构示意图

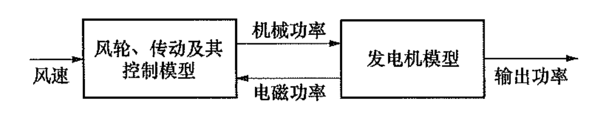



图8-46 鼠笼风电机组模型结构示意图

由于风电机组的单机容量较低，而风电场都是具有一定规模的，甚至包含成百上千台风电机组，要正确描述风电场的特性，还有必要对风电场进行等效和简化。

## 二、风轮及其控制系统模型

风轮及其控制系统模型表述风力机将风能转换为机械能并通过轴系传递的过程，以及转换过程中的控制特性。主要包括风轮功率转换模型、轴系传动模型和桨距角控制模型。

### （一）风轮功率转换模型

风轮功率转换模型用于表述风轮将风能转换为机械能的空气动力学特性，与风力发电机的类型、风速、叶片设计、风电场空气密度、桨距角等因素有关。风轮功率转换模型为

$$P_T = \frac{1}{2}\rho\pi R^2 v^3 C_p(\lambda,\beta) \tag{8-152}$$

$$\lambda = \omega_r R / v \tag{8-153}$$

式中　$P_T$——从风中获取的功率，W；
$\rho$——空气密度，$kg/m^3$；
$R$——风轮叶片半径，m；
$v$——作用于叶片的风速，m/s；
$C_p$——风能利用系数（即在单位时间内，风轮所吸收的风能与通过风轮旋转面的全部风能之比）；
$\lambda$——风力机的叶间速比；
$\beta$——桨距角，rad；
$\omega_r$——风力机角速度，rad/s。

### （二）轴系传动模型

根据研究问题的性质和目的不同，风力机轴系建模的方法也不同。通常在不需要进行应力分布分析和机械强度设计的情况下，可采用等效集中质量块法。

（1）如果将风力机、齿轮箱、传动轴和发电机转子等效成一个集中质量块，则可以得到轴系模型运动方程为

$$\frac{dT_m}{dt} = \frac{1}{t_h}(T_{ae} - T_m) \tag{8-154}$$

$$J\frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_e \tag{8-155}$$

式中　$J$——惯性体转动惯量，$kg \cdot m^2$；
$T_{ae}$、$T_m$、$T_e$——风轮转矩、发电机机械和电磁转矩，N·m；
$t_h$——轴系传动时滞，s。

（2）如果将风力机和发电机转子分别等效为一个质量块，可以建立两个质量块的风力机轴系模型，考虑传动轴的柔性和阻尼，其轴系模型运动方程为

$$\left.\begin{aligned} J_M\frac{d\omega_r}{dt} &= T_m - K_s\theta_s - D\omega_r \\ J_G\frac{d\omega_e}{dt} &= K_s\theta_s - T_e - D\omega_e \\ \frac{d\theta_s}{dt} &= \omega_r - \omega_e \end{aligned}\right\} \tag{8-156}$$

式中　$J_M$、$J_G$——风力机、发电机的转动惯量，$kg \cdot m^2$；
$K_s$——传动轴系的刚度系数，其值一般可通过轴系扭振频率估算；
$D$——轴阻尼系数；
$\theta_s$——风力机相对于发电机转子角位移，rad；
$\omega_r$、$\omega_e$——风力机、发电机转子角速度，rad/s。

### （三）桨距控制模型

桨距角控制的目标是当风速高于额定风速时，为避免风电机组输入机械功率过高而损坏机组，又要维持风电机组额定功率输出，必须调节风力机桨距角，减少输入机械功率。一种典型桨距角控制系统模型如图 8-47 所示。图中 $P_s$ 为发电机的输出功率；$\beta$ 为桨距角；$\tau$ 为桨距角调节的时间延迟。部分机组采取定桨距角设计，高风速时通过叶片的失速特性保证功率不超过额定功率。

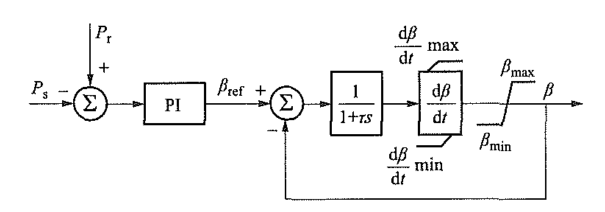



图 8-47　典型桨距角控制系统模型

## 三、发电机模型

国内风电场采用的风力发电机主要有恒速恒频的笼型异步发电机、变速恒频的双馈异步发电机和直驱式永磁同步发电机三种机型。

### （一）笼型异步发电机模型

在以同步转速 $\omega_s$ 旋转的 d-q 坐标轴下笼型异步发电机电磁暂态方程式为

$$\left.\begin{aligned} \frac{dE'_d}{dt} &= \frac{1}{T'_{d0}}\left[-E'_d + j(x - x')I_q + 2\pi f_0 T'_{d0} s E'_q\right] \\ \frac{dE'_q}{dt} &= \frac{1}{T'_{d0}}\left[-E'_q + j(x - x')I_d - 2\pi f_0 T'_{d0} s E'_d\right] \\ x &= x_1 + x_m \end{aligned}\right\} \tag{8-157}$$

式中　$T'_{d0}$——定子开路时转子回路的时间常数，s；
$x$——发电机同步电抗，Ω；
$x'$——电机暂态电抗，Ω；
$x_1$——定子漏抗，Ω；
$x_m$——励磁电抗，Ω；
$f_0$——基频，Hz；

$s$——滑差；

$E_d'$、$E_q'$——分别为 d 轴、q 轴电动势分量，V；

$I_d$、$I_q$——分别为 d 轴、q 轴电流分量，A。

（二）双馈异步发电机模型

$$\left.\begin{aligned}
&u_{ds}=r_s i_{ds}-X' i_{qs}+E_d'\\
&u_{qs}=r_s i_{qs}+X' i_{ds}+E_q'\\
&\frac{dE_d'}{dt}=s\omega_s E_q'+\omega_s u_{qr}'-\frac{1}{T_0'}\left[E_d'+(X-X')i_{qs}\right]\\
&\frac{dE_q'}{dt}=-s\omega_s E_d'-\omega_s u_{dr}'-\frac{1}{T_0'}\left[E_q'+(X-X')i_{ds}\right]\\
&P_s=E_d' i_{ds}+E_q' i_{qs}\\
&Q_s=u_{qs} i_{ds}+u_{ds} i_{qs}\\
&P_r=u_{dr} i_{dr}+u_{qr} i_{qr}\\
&Q_r=u_{qr} i_{dr}+u_{dr} i_{qr}\\
&u_{dr}'=u_{dr} X_m/(X_r+X_m)\\
&u_{qr}'=u_{qr} X_m/(X_r+X_m)
\end{aligned}\right\}\quad(8\text{-}158)$$

式中 $u_{ds}$、$u_{qs}$、$u_{dr}$、$u_{qr}$——分别为定子 q 轴、定子 d 轴、转子 q 轴、转子 d 轴电压分量，V；

$i_{ds}$、$i_{qs}$、$i_{dr}$、$i_{qr}$——分别为定子 q 轴、定子 d 轴、转子 q 轴、转子 d 轴电流分量，A；

$\omega_s$——同步转速，rad/s；

$r_s$——转子电阻，Ω；

$P_s$、$P_r$——分别为定子和转子有功功率，W；

$Q_s$、$Q_r$——分别为定子和转子无功功率，var；

$X$——同步电抗，Ω；

$X'$——暂态电抗，Ω；

$E_d'$、$E_q'$——分别为 d 轴、q 轴转子电动势分量，V；

$u_{dr}'$、$u_{qr}'$——转子 d 轴、q 轴暂态电压分量，V；

$T_0'$——转子电气时间常数，s；

$X_m$——励磁电抗，Ω；

$X_r$——转子电抗，Ω。

（三）直驱式永磁同步发电机模型

$$\left.\begin{aligned}
&u_{ds}=R_s i_{ds}+L_d\frac{di_{ds}}{dt}-L_q\omega_e i_{qs}\\
&u_{qs}=R_s i_{qs}+L_q\frac{di_{qs}}{dt}+L_d\omega_e i_{ds}+\omega_e\psi_f\\
&P_s=u_{ds} i_{ds}+u_{qs} i_{qs}\\
&Q_s=u_{qs} i_{ds}-u_{ds} i_{qs}
\end{aligned}\right\}\quad(8\text{-}159)$$

式中 $u_{ds}$、$u_{qs}$——分别为发电机 d 轴、q 轴电压分量，V；

$i_{ds}$、$i_{qs}$——分别为发电机 d 轴、q 轴电流分量，A；

$\omega_e$——发电机电气转速，rad/s；

$L_d$、$L_q$——分别为直轴、交轴电感，H；

$R_s$——定子电阻，Ω；

$\psi_f$——永磁磁链，Wb；

$P_s$、$Q_s$——发电机发出功率，W、var。

## 四、控制系统模型

控制系统模型是描述双馈式和直驱式风电机组控制风轮机转速，实现最大风能跟踪，以及控制发电机无功功率的模型，包括电气控制系统模型和风电场管理系统模型两部分，如图 8-48 所示，图中有功功率控制信号由风轮机模型提供，无功功率控制信号由风电场管理系统（部分风电场）模型提供。电气控制系统模型体现了通过风电机组变流器实现的发电机功率控制特性，一般采用有功、无功解耦控制。

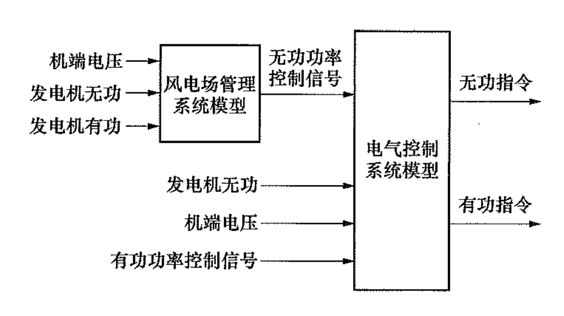



图 8-48 控制系统模型

# 第六节 太阳能发电系统

## 一、系统简介

太阳能发电是太阳能开发利用的重要途径。按照其工作原理，太阳能发电技术可分为直接发电与间接发电两大类，如图 8-49 所示。太阳能直接发电主要包括光伏发电和光感应发电；太阳能间接发电首先将太阳能转换为其他能源，然后再转换为电能，主要包括太阳能光化学发电、太阳能光生物发电、太阳能热发电等。在上述各种发电形式中，较为成熟、最具规模化开发潜力的是光伏发电和光热发电。

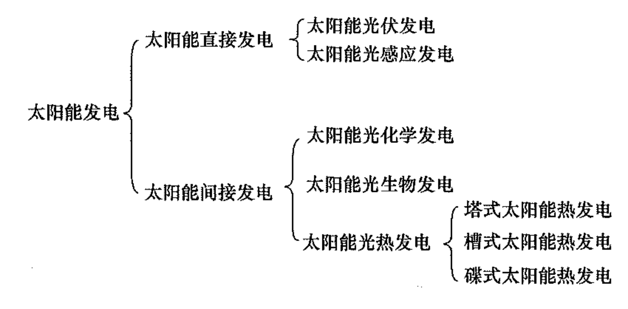



图 8-49 太阳能发电技术分类

光伏发电系统是利用太阳能电池的光伏效应，将太阳光辐射能直接转换成电能的一种发电系统。光伏发电系统应用的基本形式可分为独立发电系统和并网发电系统两大类。独立光伏发电系统指的是系统不与电网连接，其输出功率只是提供给本地的交直流负荷，主要用于向独立用电单元、偏远地区、孤岛等供电。并网光伏发电系统指的是将光伏系统发出的直流电转化为与电网电压同频、同相的交流电，并与电网相连接。并网发电系统同其他类型的发电厂一样可以向电网提供有功、无功电能。本节仅对并网光伏发电系统展开讨论。

图 8-50 为典型光伏发电系统结构示意，其主要由太阳能电池板（光伏阵列）、DC/DC 变换器、储能装置、DC/AC 并网逆变器、控制装置等构成。光伏电池产生的直流电经 DC/DC 变换后直接为本地负荷供电或作为逆变器的直流电源，并实现光伏电池的最大功率点跟踪，之后通过 DC/AC 逆变器转换为交流电供给交流负荷或电网。在并网光伏发电系统中，可选择是否配置储能装置。

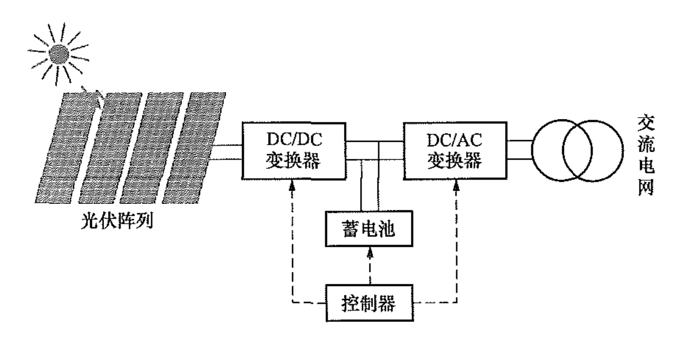



图 8-50　典型光伏发电系统示意图

## 二、光伏发电系统的数学模型

### （一）整体模型

光伏发电系统的整体模型示意如图 8-51 所示。

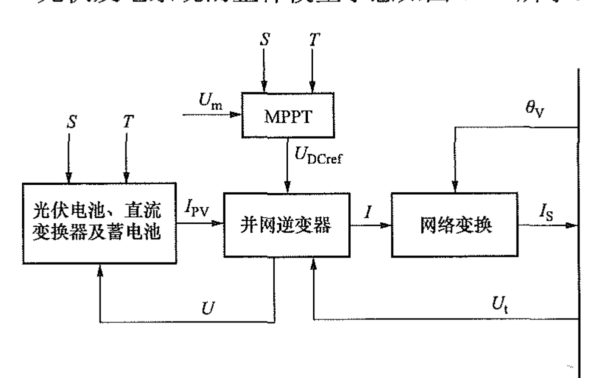



图 8-51　光伏发电系统整体模型示意图

$S$—日照强度；$T$—环境温度；$I_{PV}$—光伏电池输出电流；$U_t$—并网点电压幅值；$\theta_V$—并网点电压相角；$I$—光伏电站输出电流；$I_S$—光伏电站并网电流

### （二）光伏电池数学模型

光伏电池是光伏发电系统的核心部件，多组光伏电池单元串/并联组成光伏电池阵列。

基于单二极管模型的光伏电池等效电路模型如图 8-52 所示。

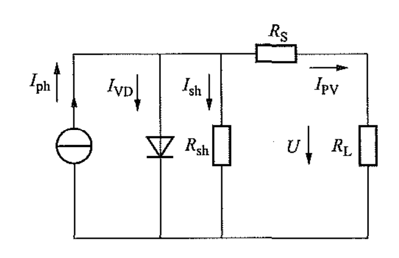



图 8-52　基于单二极管模型的光伏电池等效电路模型

光伏电池的电流—电压特性表示为

$$I_{PV}=I_{ph}-I_{VD}-I_{sh} \tag{8-160}$$

$$I_{VD}=I_0\left[e^{\frac{Q(U+I_{PV}R_S)}{AkT}}\right]-1 \tag{8-161}$$

$$I_{sh}=\frac{U+I_{PV}R_S}{R_{sh}} \tag{8-162}$$

式中　$I_{PV}$——负荷电流，即光伏电池输出电流，A；

$I_{ph}$——光生电流，其值正比于光伏电池的面积和入射光的辐射度，随环境温度上升而略有上升，A；

$I_0$——PN 结反向饱和电流，A；

$Q$——电子电荷，C；

$R_S$——串联电阻，Ω；

$A$——PN 结曲线常数；

$k$——波耳兹曼常数；

$T$——热力学温度，K；

$R_{sh}$——旁路电阻，Ω；

$I_{VD}$——二极管电流，A；

$I_{sh}$——流经旁路电阻的漏电流，A；

$U$——光伏电池输出电压，V。

工程用光伏电池模型通常只采用光伏电池厂商提供的几个重要技术参数：如短路电流 $I_{SC}$、开路电压 $U_{OC}$、最大功率点输出电流 $I_m$、最大功率点输出电压 $U_m$、最大功率 $P_m$，其电流—电压特性描述为

$$I_{PV}=I_{SC}\left\{1-C_1\left[\exp\left(\frac{U}{C_2U_{OC}}\right)-1\right]\right\} \tag{8-163}$$

$$C_1=\left(1-\frac{I_m}{I_{SC}}\right)\exp\left(-\frac{U_m}{C_2U_{OC}}\right) \tag{8-164}$$

$$C_2=\left(\frac{U_m}{U_{OC}}-1\right)\left[\ln\left(1-\frac{I_m}{I_{SC}}\right)\right]^{-1} \tag{8-165}$$

该数学模型的推导遵循标准环境情况，即参考日照强度 $S_{ref}$=1000W/m$^2$，参考温度 $T_{ref}$=25℃。考虑日照

强度及温度对电池电流—电压特性的影响，应对式中 $I_{SC}$、$U_{oc}$、$I_m$、$U_m$ 等参数进行修正。

光伏电池阵列由多个光伏电池单元分组串/并联组合而成，忽略功率损耗，光伏电池阵列的输出功率 $P$ 应为各光伏电池输出功率总和，设 $n$ 为光伏电池数目，可得

$$P=nP_m=nI_{PV}U \qquad (8-166)$$

式中　$P_m$——单个光伏电池输出功率。

在简化的工程计算中，光伏电池阵列可用受控电流源等效，在日照及环境温度不变的情况下，光伏电池阵列可等效为一个恒流源。

（三）直流变换器数学模型

直流变换器（也称 DC/DC 变换器）是中小型光伏发电系统中的重要部件，主要采用 boost 升压斩波器电路。直流变换器数学模型示意如图 8-53 所示。

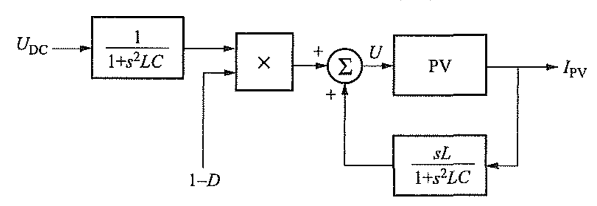



图 8-53　直流变换器数学模型示意图

$U$—光伏电池端电压；$U_{DC}$—直流变换器直流电压；$L$—稳电感；$C$—稳压电容；$I_{PV}$—光伏电池输出电流；$D$—开关占空比；PV—光伏电池

在机电暂态仿真中，直流变换器可简化为一个比例环节，其比例系数为 $1-D$。

（四）逆变器数学模型

1. 单相逆变器的数学模型

逆变器是光伏发电系统中的主要器件，是实现光伏发电向交流负荷供电及与电网相连的通道。光伏发电系统中所使用的逆变器通常为电压源型 PWM 逆变器结构。单相逆变器的数学模型示意如图 8-54 所示。

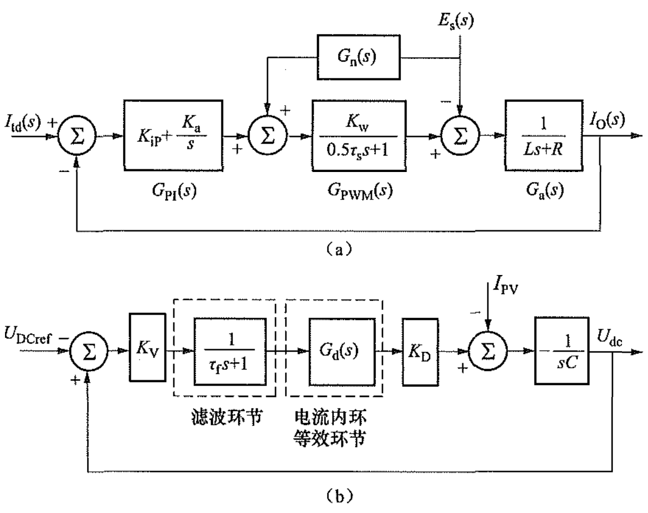



图 8-54　单相逆变器数学模型示意图

（a）电流内环；（b）电压外环

逆变器采用电流内环、电压外环的双环控制方式。

电流内环中，$G_{PI}(s)$为 PI 环节的传递函数；$G_a(s)$是滤波电感的传递函数；$G_{PWM}(s)$是采用 PWM 控制的逆变桥传递函数，等效为小惯性环节 $K_w/(0.5\tau_s s+1)$；$\tau_s$ 为三角载波的周期；$K_w$ 为脉宽调制的放大系数。设置前馈补偿 $G_n(s)$以抑制电网电压 $E_s$ 的扰动，可取 $G_n(s)=1/K_w$。

电压外环的目标是控制电容 $C$ 的电压，实现光伏电池阵列能量和转换到电网的能量平衡，其中，$K_V$ 是比例系数；$1/(\tau_f s+1)$ 是滤波环节，在这里是低通滤波器；$K_D$ 是直流侧输入电流有效值 $I_{dc}$ 和并网有功电流有效值 $I_O$ 的比值。

2. 三相逆变器的数学模型

三相逆变器的数学模型采用 d-q 解耦控制的模型结构。由最大功率点追踪（MPPT）控制确定直流电压参考值，通过外环控制得到 d 轴、q 轴电流参考值 $i_{dref}$、$i_{qref}$，其中 $P$、$Q$ 为逆变器输出有功功率和无功功率。内环控制采用反馈解耦控制。引入电流反馈量实现解耦，同时引入电网电压进行前馈补偿，通过控制逆变器换流桥输出电压 $u_{cd}$、$u_{cq}$ 改变逆变器输出电流 $i_d$、$i_q$。$L$ 为稳定电感，$R$ 为其电阻。三相逆变器数学模型示意如图 8-55 所示。

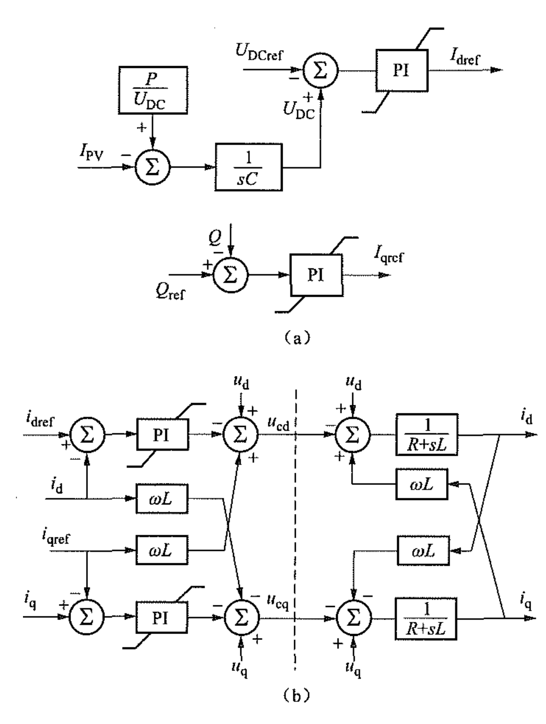



图 8-55　三相逆变器数学模型示意图

（a）外环控制；（b）内环控制

# 第七节　电　力　负　荷

## 一、分类与简介

在电力系统分析建模时，按照电力负荷随电压、

频率变化的静态与动态特性的数学描述，一般将负荷模型分为静态负荷模型、动态负荷模型和综合负荷模型三种类型。静态负荷模型可以用来描述负荷节点在某一时刻功率、电压和频率等特性参数之间的关系，与该时刻前系统的状态无关，因此一般用于潮流计算和以潮流计算为基础的稳态分析；而在动态模型中，系统的当前状态与历史状态直接相关，负荷的动态模型广泛用于暂态稳定分析计算中，尤其是涉及较大电压或频率波动时，采用静态模型和采用动态模型计算的结果可能出现巨大差异；综合负荷模型可以综合考虑整个负荷区域内静态负荷、感应电动机、无功补偿设备、配电网阻抗和同步发电机的影响，是电力系统规划设计中常用的一种负荷模型。

## 二、静态负荷

静态负荷模型描述了负荷的有功、无功与系统电压和频率之间的代数关系，可以用幂函数模型、多项式模型、指数函数模型、带负指数的多项式模型以及修正型幂函数模型等多种数学模型表示。根据国内外大量工作经验，一般的电网分析建模中多采用幂函数模型和多项式模型。

### （一）幂函数模型

幂函数模型是用幂函数形式表示功率与电压之间关系的静态负荷模型，其形式一般表示为

$$\left.\begin{aligned} P &= P_N\left(\frac{U}{U_N}\right)^{P_U}\left(\frac{f}{f_N}\right)^{P_f} \\ Q &= Q_N\left(\frac{U}{U_N}\right)^{Q_U}\left(\frac{f}{f_N}\right)^{Q_f} \end{aligned}\right\} \tag{8-167}$$

式中，$P_U$、$Q_U$、$P_f$、$Q_f$ 均为描述负荷静态特性的参数，反应功率与电压及频率之间的相关性。

在一般的电力系统机电暂态过程中，电网频率的变化很小，因此常不计电网频率影响，仅考虑负荷功率随电压变化的特性，则式（8-167）可简化为

$$\left.\begin{aligned} P &= P_N\left(\frac{U}{U_N}\right)^{P_U} \\ Q &= Q_N\left(\frac{U}{U_N}\right)^{Q_U} \end{aligned}\right\} \tag{8-168}$$

在式（8-168）中，负荷的有功功率、无功功率仅与电压相关，当负荷的电压特性参数 $P_U$ 与 $Q_U$ 为 0 时，式（8-168）为恒功率负荷特性，恒功率负荷主要由各类电动机组成，功率的大小与电压无关，在系统中的电压调节效应较差；当 $P_U$ 与 $Q_U$ 为 1 时，式（8-168）为恒电流负荷特性，即功率的大小与电压成正比关系，有利于系统电压的稳定，常见的机车负荷与电解铝负荷均属于典型的恒电流负荷；当 $P_U$ 与 $Q_U$ 为 2 时，式（8-168）为恒阻抗负荷特性，即功率的大小与电压的平方成正比关系，这类负荷对电压的正面调节效应较好，能够使系统电压趋于稳定，恒阻抗负荷在电网中所占比例最大，居民生活中的电热与照明设备均为典型的恒阻抗负荷。

### （二）多项式函数模型

多项式函数模型是利用多项式函数形式表示功率与电压之间关系的静态负荷模型，由恒阻抗负荷、恒电流负荷与恒功率负荷共同组成，其形式一般表示为

$$\left.\begin{aligned} P &= P_N\left[a_P\left(\frac{U}{U_N}\right)^2 + b_P\left(\frac{U}{U_N}\right)^1 + c_P\right] \\ Q &= Q_N\left[a_Q\left(\frac{U}{U_N}\right)^2 + b_Q\left(\frac{U}{U_N}\right)^1 + c_Q\right] \end{aligned}\right\} \tag{8-169}$$

式中 $a_P$、$a_Q$——恒阻抗有功、无功负荷占比；

$b_P$、$b_Q$——恒电流有功、无功负荷占比；

$c_P$、$c_Q$——恒功率有功、无功负荷占比。

其中

$$a_P + b_P + c_P = 1$$

$$a_Q + b_Q + c_Q = 1$$

## 三、动态负荷

目前，感应电动机是电网中最主要的动态负荷，负荷的动态特性主要由感应电动机的暂态过程决定。在电力系统分析计算中应用较多的感应电动机模型为其五阶电磁暂态模型，该模型中兼顾了定子绕组的电磁暂态特性、转子绕组的机械暂态特性和电磁暂态特性。若忽略定子绕组的影响，则可得到感应电动机的三阶机电暂态模型；忽略定子与转子的电磁暂态特性时，上述模型可简化为仅考虑机械暂态的一阶模型。

由于电力系统的暂态过程远慢于感应电动机，并且在感应电动机中转子绕组的暂态过程远慢于定子绕组，因此分析感应电动机暂态过程对电网的影响时可忽略定子绕组影响，实际应用中在保证计算精确度的基础上，为减少计算量常采用感应电动机的三阶暂态模型。在仅需要进行电力系统机电暂态分析时，为了进一步减少计算量并降低建模复杂程度，感应电动机的一阶暂态模型也被广泛采用。

感应电动机的一阶暂态模型等效电路如图 8-56 所示，其完整的数学模型包括转子机械运动方程和电磁回路代数方程两部分（以自身容量为基准值的标幺值方程），见式（8-170）～式（8-173）

$$T_J\frac{ds}{dt} = T_M - T_E \tag{8-170}$$

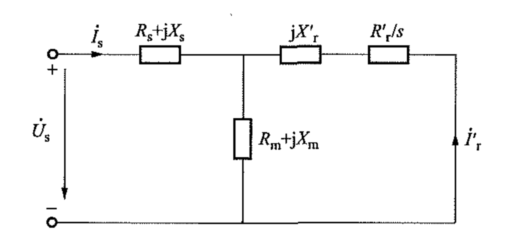



图 8-56　感应电动机的一阶暂态模型等效电路

$\dot{U}_s$、$\dot{I}_s$、$R_s$、$X_s$—分别为定子绕组的电压、电流、电阻和漏电抗；$R_m$、$X_m$—分别为励磁电阻和电抗；$\dot{I}'_r$、$R'_r$、$X'_r$—分别为转子绕组的电流、电阻和漏电抗折算至定子侧的数据；$s$—感应电动机滑差

$$T_M \approx k[a+(1-a)(1-s)^p] \tag{8-171}$$

$$T_E \approx \frac{2T_b}{\frac{s}{s_b}+\frac{s_b}{s}}\left(\frac{U}{U_N}\right)^2 \tag{8-172}$$

$$Z_{eq}=R_s+jX_s+\frac{(R_m+jX_m)\left(\frac{R'_r}{s}+jX'_r\right)}{(R_m+jX_m)+\left(\frac{R'_r}{s}+jX'_r\right)} \tag{8-173}$$

式中　$T_J$——感应电动机惯性时间常数，s；

$T_E$——感应电动机电磁转矩，N·m；

$T_M$——感应电动机机械转矩，N·m；

$a$——机械转矩中与转速无关部分占总机械转矩的比例；

$p$——与电动机的负荷机械特性有关的指数；

$k$——电动机的负荷率；

$T_b$——感应电动机额定电压下最大电磁转矩，N·m；

$s_b$——感应电动机临界滑差；

$Z_{eq}$——感应电动机准稳态等效阻抗，Ω。

## 四、综合负荷

综合负荷模型分为经典负荷模型（classic load model，CLM）和考虑配电网的综合负荷模型（synthesis load model，SLM）两类，其模型结构示意图如图 8-57 所示。

经典负荷模型中未考虑无功补偿设备以及接入配电网的小型发电机组的影响，结构相对于考虑配电网络的综合负荷模型更加简单，是国内比较常用的负荷模型结构。相对于实际电网负荷结构，它主要存在以下三方面不足：

（1）模型中的静态负荷部分没有考虑配电系统阻抗的影响；

（2）模型中感应电动机定子电抗中没有考虑配电网无功补偿和静态负荷的影响，增加了配电网等效阻抗部分的压降，导致感应电动机运行条件恶化；

（3）当等效的感应电动机吸收的无功功率大于系统向负荷提供的无功功率时，静态无功负荷可能被等效为无功电源，影响负荷模型的准确程度。

考虑配电网络的综合负荷模型结构比较复杂，当配电网中接入的小型电源功率占负荷比重较大、距离变电站母线较近时需要考虑在模型中使用等效同步发电机，否则可以将电源与本地负荷抵消。此模型一般用于描述电压或频率快速变化、直接计及配电网以及接入其中的小型电源的影响时的负荷特性。

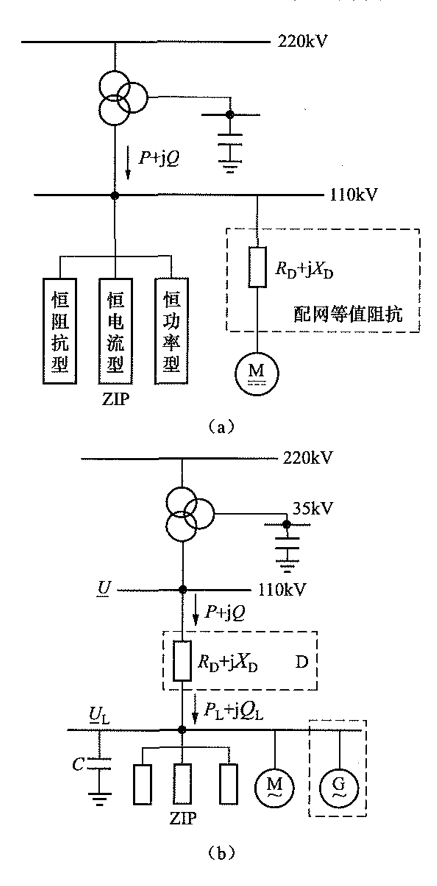



图 8-57　综合模型结构示意图
（a）CLM 模型；（b）SLM 模型

# 第八节　动态无功补偿设备

## 一、分类与简介

目前电力系统中较为常用的动态无功补偿设备主要有同步调相机、SVC 和 STATCOM 三类。

同步调相机是特殊运行状态下的同步电机，可以过励磁运行，也可以欠励磁运行，可视为不带有功负荷的同步发电机或不带机械负荷的同步电动机。调相机过励磁运行时，向电网发出无功功率，欠励磁运行时，从电网吸收无功功率，主要用于改善电网功率因数，维持电网电压水平合理，同步调相机欠励磁运行的最大容量一般只有过励磁运行时的 50% 左右。

SVC 是目前应用最为广泛的一类动态无功补偿

设备，将其定义为静止无功补偿器，是相对于调相机的旋转而言的。SVC 按控制或投切设备的种类分为机械投切型和电力电子型两类，随着电力电子技术的发展，电力电子型 SVC 设备已逐渐取代机械投切型 SVC。电力电子型 SVC 的结构包括晶闸管控制电抗器（TCR）、晶闸管控制高阻抗变压器（TCT）、晶闸管投切电抗器（TSR）、晶闸管投切电容器（TSC）、固定电容器组（FC），目前普遍采用的是 TCR 与固定电容器组合的 TCR/FC 型 SVC 和直接晶闸管控制的 TCR/TSC 型 SVC。SVC 可以快速调整无功，满足动态无功补偿的需要，在风电场、钢厂、电气化铁路等领域应用较多。

STATCOM 是新一代的动态无功补偿设备，也称为静止无功发生器（static var generator，SVG），是与系统并联，采用全控型可关断电力电子器件组成的自换相逆变器，辅之以小容量储能元件，能够发出或吸收无功功率的静止型无功电源。STATCOM 基于瞬时无功功率的概念和补偿原理，可以进行连续控制，快速改变发出的无功功率，具有较强的无功调节能力，性能较 SVC 更优，但其控制系统较为复杂，造价较高。

调相机的相关内容可参考本章第三节，本节重点阐述静止无功补偿器和静止同步补偿器的模型和参数。

## 二、静止无功补偿器

在第七章第二节中已详细介绍了静止无功补偿器（SVC）的类型及结构，本节主要介绍目前普遍采用 TCR/TSC 型 SVC 的数学模型及参数。

1. SVC 工作原理及数学模型

TCR/TSC 型 SVC 是目前的主流技术，一般由一组 TCR 和多组 TSC 并联构成，由 TSC 作容性无功分级粗调与 TCR 作感性无功相控细调来实现平滑连续无功调节，该类型的 SVC 具有投切时间可精确控制、投入冲击电流小、谐波含量低、响应速度快、可快速改变无功出力等优点。

TCR 由两个反并联的晶闸管串联电抗器构成，其基本工作原理为通过控制晶闸管的触发延迟角来调节电抗器吸收的无功功率，串联电抗器的等效电纳 $B_{TCR}$ 与晶闸管的触发延迟角 $\alpha$ 的关系为

$$B_{TCR}=B_L\frac{2(\pi-\alpha)+\sin 2\alpha}{\pi} \qquad (8\text{-}174)$$

式中　$B_L$——TCR 最大输出电纳值，即 TCR 串联电感所对应的电纳值，$B_L=\frac{1}{\omega L}$，S。

图 8-58 所示为 TCR 输出电纳 $B_{TCR}$ 随触发角 $\alpha$ 变化的特性曲线。

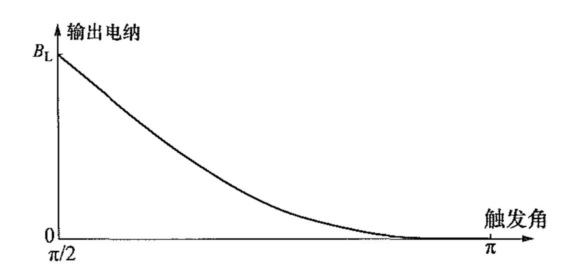



图 8-58　TCR 输出电纳 $B_{TCR}$ 随触发角 $\alpha$ 变化的特性曲线

可通过控制延迟触发角在 90°～180°变化来控制 TCR 输出的电纳值，从而控制 TCR 支路吸收的无功功率，TCR 支路的无功电压输出特性与并联电抗相同，如下式所示

$$Q_{TCR}=U^2B_{TCR} \qquad (8\text{-}175)$$

式中　$Q_{TCR}$——TCR 输出的无功功率，Mvar；
　　$U$——运行电压值，kV。

TSC 支路主要由两个反并联的晶闸管串联电容器构成，晶闸管主要起控制电容器投入或切除的作用。实际工程中，通常将电容器分成多组，根据电网需要投切相应数量的电容器，TSC 支路的输出特性与并联电容器相同，如下式所示

$$Q_{TSC}=U^2B_{TSC}=U^2\omega C \qquad (8\text{-}176)$$

式中　$Q_{TSC}$——TSC 输出的无功功率，Mvar；
　　$B_{TSC}$——TSC 支路电容器所对应的电纳值，S；
　　$C$——TSC 支路电容器所对应的电容值，F。

由 TCR 和 TSC 组合构成的 TCR/TSC 型 SVC 的输出特性即为 TCR 和 TSC 的组合，其特性曲线如图 8-59 所示，当电流超过电抗器的额定电流时，电压、电流关系按恒定电抗成正比变化。

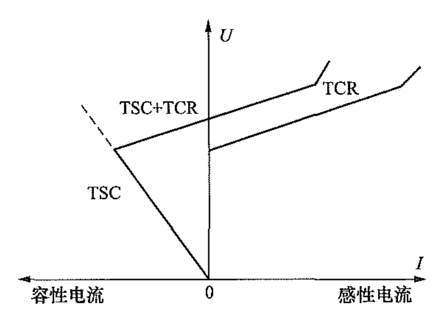



图 8-59　TCR/TSC 型 SVC 特性曲线

2. SVC 控制系统

SVC 控制的目的一般为稳定电压，TSC 输出无功，TCR 消耗无功，当系统电压偏低时，投入 TSC 以提升电压，但无法精确控制，需 TCR 动作配合 TSC 获得合适的无功输出值，使电压保持接近于参考值。TCR/TSC 型 SVC 控制系统结构如图 8-60 所示，将参考电压值与测量电压值相比较，获得需调节的电压偏差值，经过调节器得到电纳基准值 $B_{ref}$，经过导纳计算环节计算出感性电纳 $B_{TCR}$ 和电容器电纳 $B_{TSC}$，再分别通过非线性计算与逻辑计算获得控制触发角 $\alpha$

和投切电容器的逻辑命令，最终由触发电路形成脉冲信号驱动 SVC 晶闸管的开通，实现对 SVC 的控制。

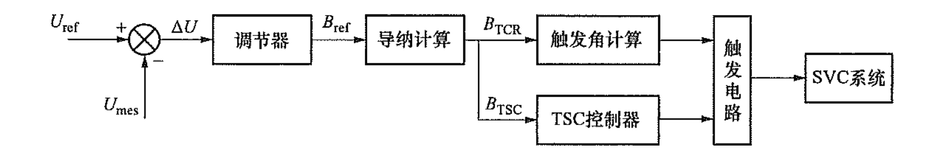



图 8-60　TCR/TSC 型 SVC 控制系统结构图

## 三、静止同步补偿器

静止同步补偿器（STATCOM）的结构在第七章第二节中已有介绍，本节主要阐述 STATCOM 的数学模型及参数。

1. STATCOM 工作原理及数学模型

STATCOM 的本质为一个电压源型逆变器，直流侧为储能电容，为 STATCOM 提供直流电压支撑，交流侧经过电抗器并联在电网上，通过控制逆变器中的可关断器件开关，可以控制直流逆变到交流的电压幅值和相位，整个装置相当于一个调相电源，联接变压器将逆变器输出的电压变换到系统电压。

图 8-61 所示为 STATCOM 接入系统时的等值电路图。

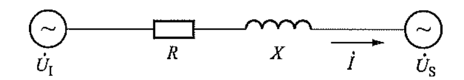



图 8-61　STATCOM 接入系统时的等值电路图

根据等值电路，STATCOM 的输出电流可表示为

$$\dot{I}=\frac{\dot{U}_I-\dot{U}_S}{R+jX} \tag{8-177}$$

式中　$\dot{U}_I$——STATCOM 输出的交流电压，kV；

$\dot{U}_S$——交流系统电压，kV；

$\dot{I}$——STATCOM 输出的电流，kA；

$R$——STATCOM 及联接变压器损耗的等效电阻，Ω；

$X$——联接变压器及连线的等效电抗，Ω。

可推导出 STATCOM 从电网吸收的无功功率 $Q$ 和有功功率 $P$ 为

$$\left.\begin{aligned}Q&=\frac{U_S^2}{2R}\sin 2\delta\\P&=\frac{U_S^2}{2R}(1-\cos 2\delta)\end{aligned}\right\} \tag{8-178}$$

式中　$\delta$——$\dot{U}_I$ 超前 $\dot{U}_S$ 的角度，(°)。

可见，当 $\delta>0$ 时，$Q>0$，STATCOM 吸收无功功率，$I$ 为感性电流；当 $\delta<0$ 时，$Q<0$，STATCOM 发出无功功率，$I$ 为容性电流。因此，可以通过控制 $\delta$ 的方向，在系统无功不足时提供无功支撑，在系统无功过剩时吸收多余无功；可以通过调节 $\delta$ 的大小动态平滑地调节 STATCOM 发出或吸收无功功率的大小。根据 STATCOM 的工作原理，即使电网电压下降，补偿器的伏安特性向下调整时，STATCOM 仍可在其最大的容性或感性范围内独立控制其输出电流。

STATCOM 电压电流输出特性如图 8-62 所示，当系统运行电压过低或过高时，STATCOM 可工作在恒定电流源模式。

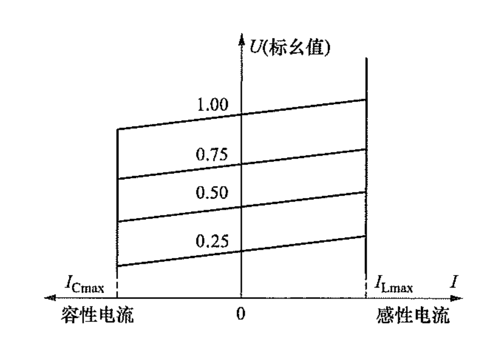



图 8-62　STATCOM 电压电流输出特性图

2. STATCOM 控制系统

STATCOM 作为一种快速可控的动态无功补偿设备，其主要控制目标为抑制暂态电压变化，实际控制物理量为 STATCOM 输出的无功电流，具体控制方法可分为间接电流控制和直接电流控制两种。

（1）间接电流控制。STATCOM 间接电流控制方法，是通过调节逆变器输出交流电压的幅值与相位来间接控制交流侧输出电流的，为实现调节 STATCOM 逆变电压的幅值和相位的控制目标，需控制逆变器交流侧与电网交流电压的相位差 $\delta$ 角和开关器件的导通角 $\theta$。间接电流控制目前主要有两种实现方式：一种方式为仅控制 $\delta$ 角，控制电路较为简单，但此时交流侧输出电压的幅值调节依赖于直流电容电压的变化，动态响应速度较慢；另一种方式为配合控制 $\delta$ 角和 $\theta$ 角，可同时调节逆变电压的幅值和相位，该控制方式下直流侧电容电压稳定，提高了装置运行的稳定性，动态性能更好，但控制较为复杂，$\delta$ 角和 $\theta$ 角的配合关系可能随着系统运行状态的改变而改变。STATCOM 间接电流控制系统原理框图如图 8-63 所示。

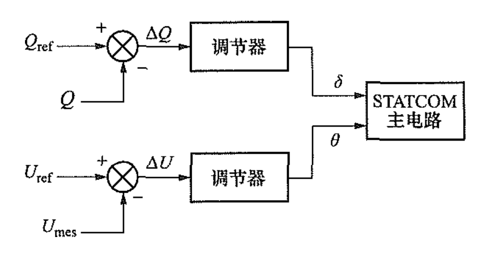



图 8-63　STATCOM 间接电流控制系统原理框图

间接电流控制方法具有开关频率低、控制方法简单的优点，但动态性能欠佳，无法直接对补偿电流进行跟踪控制，主要适用于大容量 STATCOM。

（2）直接电流控制。直接电流控制技术采用跟踪型 PWM 控制技术对电流波形的瞬时值进行闭环控制，能够显著提高 STATCOM 的稳态控制精度以及动态响应速度，STATCOM 相当于一个受控电流源，电流调节响应快。

在直接电流控制中，引入 dq0 坐标系统，首先基于瞬时无功功率理论检测法计算出补偿电流，获得参考电流交轴分量；直流侧电容需要吸收一定的有功电流维持其两端电压的稳定，故将电容电压的参考值和瞬时值相比较后再经过调节环节，可得到 STATCOM 应该吸收的有功电流，作为参考电流直轴分量。直接电流的控制过程为：将 STATCOM 交流侧三相瞬时电流 $i_a$、$i_b$、$i_c$ 转换到 dq0 坐标系统，分别得到 d 轴分量有功电流 $i_d$ 和 q 轴分量无功电流 $i_q$；将 $i_d$ 和 $i_q$ 分别与参考电流的 d 轴分量和 q 轴分量相比较，经过调节环节获得 STATCOM 交流侧电压的 d 轴分量 $u_d$ 和 $u_q$，经过 dq0-abc 坐标变换，获得三相电压信号 $u_a$、$u_b$、$u_c$，再经过 PWM 调制电路即可得到逆变器的触发信号。STATCOM 直接电流控制系统原理框图如图 8-64 所示。

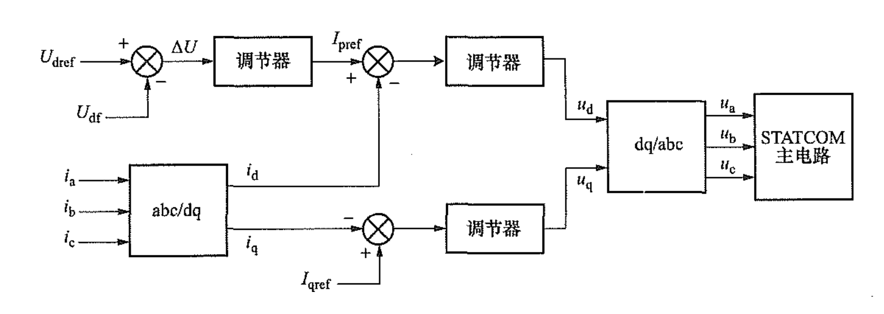



图 8-64　STATCOM 直接电流控制系统原理框图

由于采用了高频的 PWM 技术，要求主电路开关器件具有较高的开关频率，装置的开关损耗较大，对于大功率的 STATCOM，直接电流控制法存在局限性，目前主要适用于中小容量的 STATCOM。

# 第九节　串联电容补偿模型和参数

## 一、分类与简介

在电力网络中，支路的串接特性通常表现为电阻和电抗，在电网支路中串联电容器可以直接补偿支路电抗，降低支路总阻抗，因此，串联电容通常称为串联电容补偿（简称串联补偿）。采用串联补偿技术，能够使交流线路的暂态稳定极限得到显著提高，增加线路输送容量，同时可以改善无功平衡、降低支路无功电压损耗，改变或优化潮流分布，提高电力系统安全稳定水平。串联补偿技术还具有经济效益好，建设周期快，低碳环保等优点。

串联补偿装置按其调控性能可分为固定串联补偿（fixed series capacitor，FSC）和可控串联补偿（TCSC）两种类型。

1928 年美国首次成功地将串联补偿装置运用于 33kV 的输电系统中，此后许多国家也都在自己的输电系统中使用了串联补偿装置。世界上已投运和将要投运的串联补偿装置工程已多达数百个。随着电容器制造水平的不断提升，以及相关控制保护技术的不断进步，越来越多国家和地区将串联补偿装置应用到输电系统中。

我国自 20 世纪 50 年代起开始将串联补偿技术用于改善电网的电压质量，20 世纪六七十年代分别应用于部分 220kV 和 330kV 系统来提高系统的稳定能力和输电能力。2000 年以后，我国在多个 500kV 线路和 1000kV 线路上加装了串联补偿和可控串联补偿装置，获得了很好的经济效益和社会效益。

## 二、串联补偿接线

一套 FSC 通常包括串联电容器组、金属氧化物限压器、限流阻尼回路、火花间隙以及旁路开关等主设备，图 8-65 给出了固定串联补偿接线示意，图中串联补偿装置通过隔离开关接入被补偿线路中。

串联电容器是串联补偿装置的主要核心设备，它是由多台电容器通过串、并联组合而成的。电容器组的额定容抗和额定电流决定了串、并联数目。

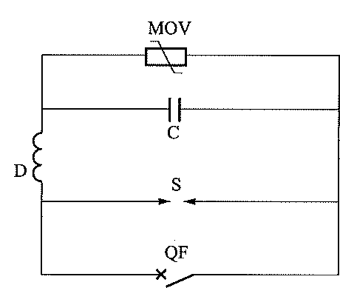


图 8-65 固定串联补偿接线示意图
C—串联电容器组；MOV—金属氧化物限压器；D—限流阻尼回路；S—火花间隙；QF—旁路开关

MOV 具有很强的非线性特征，低电压下表现为一个很大的电阻，没有电流或电流很小；随着流过 MOV 电流显著增加，MOV 两端的电压并没有与电流成线性比例关系增加，而是增加的很有限，一般不会超过 MOV 额定电压的 2 倍，从而起到限制电容器两端电压的作用。但 MOV 的大电流却导致 MOV 吸收的能量迅速增加，如果 MOV 的容量不够，将造成 MOV 损坏和 MOV 设备报废。因此，在选择 MOV 的相关参数时 MOV 的能量一定要满足要求。

火花间隙在 MOV 能量或电流超过允许值时旁路 MOV 和电容器，起到保护 MOV 和电容器的作用。

D 为阻尼回路，用于限制旁路电容器时的放电电流，防止电容器组、火花间隙、旁路开关在放电过程中被损坏。

QF 为旁路开关，用于旁路串联补偿电容器和保护火花间隙，是串联补偿投退操作的必要设备，串联补偿站控制系统在触发火花间隙的同时发旁路开关命令，为火花间隙灭弧及去游离提供必要条件。

可控串联补偿又称晶闸管控制串联电容补偿（TCSC），属于柔性交流输电设备。TCSC 与 FSC 相比增加了阀控电抗器 L 和两个反向并联晶闸管 SCR 及其调节控制系统，另外还需增加晶闸管的冷却系统，同时因为有了晶闸管，可快速旁路电容器，因此取消了火花间隙。可控串联补偿接线示意如图 8-66 所示。

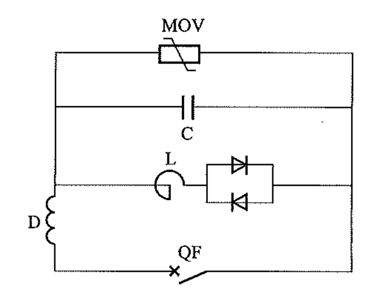


图 8-66 可控串联补偿接线示意图

在进行含串联补偿线路的暂态稳定计算时，有时需要较详细地模拟串联补偿保护的动作情况。在此简要介绍一下串联补偿及其保护的主要设计原则。串联补偿装置中 MOV 与电容器是同时投退的，当流过串联补偿装置的总电流低于其额定电流的 1.8～2 倍（视 MOV 伏安特性确定）时，可以认为流过 MOV 电流不大，串联补偿装置基本上是理想电容器，否则，MOV 的分流作用就是不能忽略的。

固定串联补偿的间隙动作原则是，当被补偿线路区外故障时，间隙是不能动作的；在被补偿线路区内故障时，间隙可以动作以旁路电容器及 MOV 动作与否取决于是否达到保护设定值。间隙动作一般有两个条件：一是流过串联补偿装置或 MOV 的电流达到设定值；二是 MOV 吸收的能量达到设定值。

可控串联补偿在系统故障过程中旁路串联补偿及 MOV 的控制更加复杂，在被补偿线路区内故障时，晶闸管可以快速旁路电容器及 MOV；在区外故障时，一般不考虑控制旁路电容器及 MOV，但当系统短路电流较大，MOV 容量需求过大时，为了降低 MOV 的容量需求，在设计时就考虑晶闸管在故障期间快速旁路电容器和 MOV，故障消失后马上再投入；除此以外，可控串联补偿还往往增加系统故障后的强补功能，即在系统故障后快速提高可控串联补偿的提升因子，使得故障后的串联补偿度在短时间内得到提高，以提高系统暂态稳定水平。

TCSC 通过改变晶闸管 SCR 的触发角改变流过阀控电抗器 L 的电流，从而改变整个回路的等值阻抗，控制调节流过电容或电抗中的电流、电容器电压等物理量，实现不同的控制功能。

## 三、串联补偿的数学模型

FSC 在稳态时因 MOV 中没有电流流过，实际上就是电容器容抗，TCSC 在稳态时表现为考虑容抗提升系数后的电容器容抗，固定串联补偿电路和可控串联补偿电路分别如图 8-67 和图 8-68 所示。

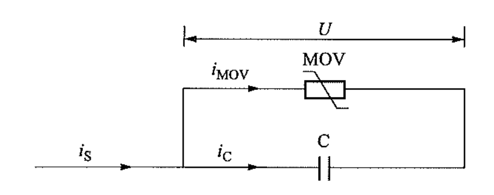


图 8-67 固定串联补偿电路图

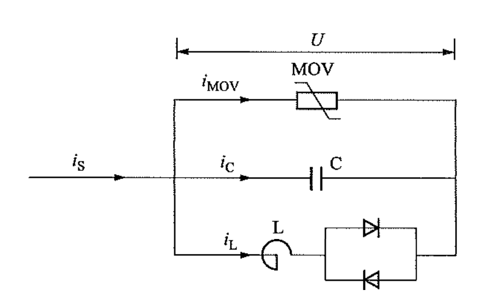


图 8-68 可控串联补偿电路图

FSC 的稳态数学模型为

$$\frac{U}{I}=\frac{1}{2\pi fC} \tag{8-179}$$

式中　$U$——电容器电压 $u$ 的有效值；

$I$——电容器电流 $i$ 的有效值。

TCSC 中含有反向并联的晶闸管，则可控串联补偿的基波阻抗表达式如下

$$X_{\mathrm{TCSC}}(\alpha)=\frac{1}{\omega C}-\frac{A}{\pi\omega C}(2\sigma+\sin 2\sigma)+\frac{4A\cos^2\sigma}{\pi\omega C(k^2-1)}[k\tan(k\sigma)-\tan\sigma] \tag{8-180}$$

式中　$X_{\mathrm{TCSC}}$——TCSC 基波阻抗；

$\alpha$——TCSC 中晶闸管的触发角。

其中

$$A=\frac{\omega_0^2}{\omega_0^2-\omega^2}$$

$$\omega_0^2=\frac{1}{LC}$$

$$k=\frac{\omega_0}{\omega}$$

$$\sigma=\pi-\alpha$$

当 $\alpha=\alpha_{\mathrm{crt}}$ 时（$\alpha_{\mathrm{crt}}$ 为临界角），感抗和容抗相等，TCSC 处于工频谐振状态。

由式（8-180）可以看出，TCSC 的工作模式可分为以下四种：

（1）晶闸管闭锁模式：这时 TCSC 与常规串联补偿没有区别。

（2）容抗调节模式：当触发角 $\alpha_{\min}\leqslant\alpha\leqslant180°$，$\alpha_{\min}$ 为最小容性触发角。导通角 $\sigma$ 变小，感抗变大，TCSC 工作在容性电抗调节范围。

（3）旁路模式：当触发角 $\alpha=90°$时，在无损耗情况下每一个晶闸管的导通角 $\sigma=180°$，电感 L 处于全接入状态，相当于 L 和 C 并联，通常等值为一个串联补偿容抗较小的电抗。

（4）感抗调节模式：当触发角 $90°\leqslant\alpha\leqslant\alpha_{\max}$ 时，$\alpha_{\max}$ 为最大感性触发角。导通角变大，感抗变小，TCSC 工作在感性电抗调节范围。在这个模式下线路的谐波较大，对晶闸管也提出较高的要求。可控串联补偿一般不工作在此状态下。

在进行有串联补偿线路的潮流和暂态稳定计算时，可以把 FSC 和 TCSC 作为理想电容器进行模拟，甚至在不研究串联补偿支路电压分布时可将电容器的容抗与线路感抗合并计算，若获得串联补偿的 MOV 能量、电流及间隙动作特性等参数，也可以根据实际详细模拟 FSC 和 TCSC 的投入和退出的过程，计算结果将更加准确。

固定串联补偿的电磁暂态模型需要考虑电容器的微分方程和 MOV 的非线性特性，表达式为

$$\left.\begin{aligned} i_{\mathrm{C}}&=C\frac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}t}\\ i_{\mathrm{MOV}}&=pu^q\\ i_{\mathrm{S}}&=i_{\mathrm{C}}+i_{\mathrm{MOV}}\end{aligned}\right\} \tag{8-181}$$

式中　$i_{\mathrm{MOV}}$——MOV 电流；

$p$——取决于 MOV 的额定电压和并联支路数；

$q$——取决于 MOV 的非线性特性，一般大于 20。

可控串联补偿的电磁暂态模型在固定串联补偿的基础上还需考虑电抗器的微分方程，表达式为

$$\left.\begin{aligned} i_{\mathrm{C}}&=C\frac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}t}\\ i_{\mathrm{MOV}}&=pu^q\\ u&=L\frac{\mathrm{d}i_{\mathrm{L}}}{\mathrm{d}t}\\ i_{\mathrm{S}}&=i_{\mathrm{C}}+i_{\mathrm{MOV}}+i_{\mathrm{L}}\end{aligned}\right\} \tag{8-182}$$

在采用电磁暂态程序进行 FSC 和 TCSC 相关的电磁暂态计算时，一般需要计算者给出 MOV 的伏安特性曲线，由计算程序进行 MOV 伏安特性的非线性拟合工作。

## 四、可控串联补偿的基本控制策略

可控串联补偿具有控制系统潮流、提高系统暂态稳定水平、抑制低频振荡及次同步谐振等多种功能。

可控串联补偿的控制策略多种多样，不同产品控制策略各不相同，可控串联补偿的控制方式与策略至今仍在研究发展中。本节主要介绍国内认可度较高的控制策略，这种控制策略是将可控串联补偿装置的工频等值容抗作为控制方式和目标，这种控制比较适用于系统潮流控制、强补控制和低频振荡抑制控制。

可控串联补偿控制器的功能结构包括底层控制、中层控制和上层控制三个层次；底层控制主要是对晶闸管的触发控制，使 TCSC 装置的输出达到中层控制所提出的控制目标；中层控制一般指 TCSC 的等值电抗控制，借以实现上层控制的要求；上层控制一般指潮流、暂态稳定和低频振荡等的控制。

暂态稳定控制环节通常是一种预定的开环控制，其控制参数包括强行补偿的最大补偿电抗，投入时间和采用的触发信号及触发的延迟时间。

阻尼低频振荡一般采用的电力系统稳定器的控制策略，是采用系统某个状态量作为输入信号，通过调节触发角实现可控串联补偿装置的工频等值电抗的调节，到达对功率振荡的阻尼目的。根据输入量的不同，可分为以下三种方式：

（1）功率控制，通常采用串联补偿所在支路的功率作为控制输入信号；

（2）电压控制，通常采用串联补偿安装侧变电站母线电压作为控制输入信号；

（3）功率电压混合控制，通常采用上两种方式输入量的叠加作为控制输入信号。

可控串联补偿抑制低频振荡和提高暂态稳定水平的

控制策略，一般采用线性控制结合砰—砰（Bang-Bang）控制。

国内部分暂态稳定计算分析软件提供了如图 8-69 所示的可控串联补偿控制模型图。

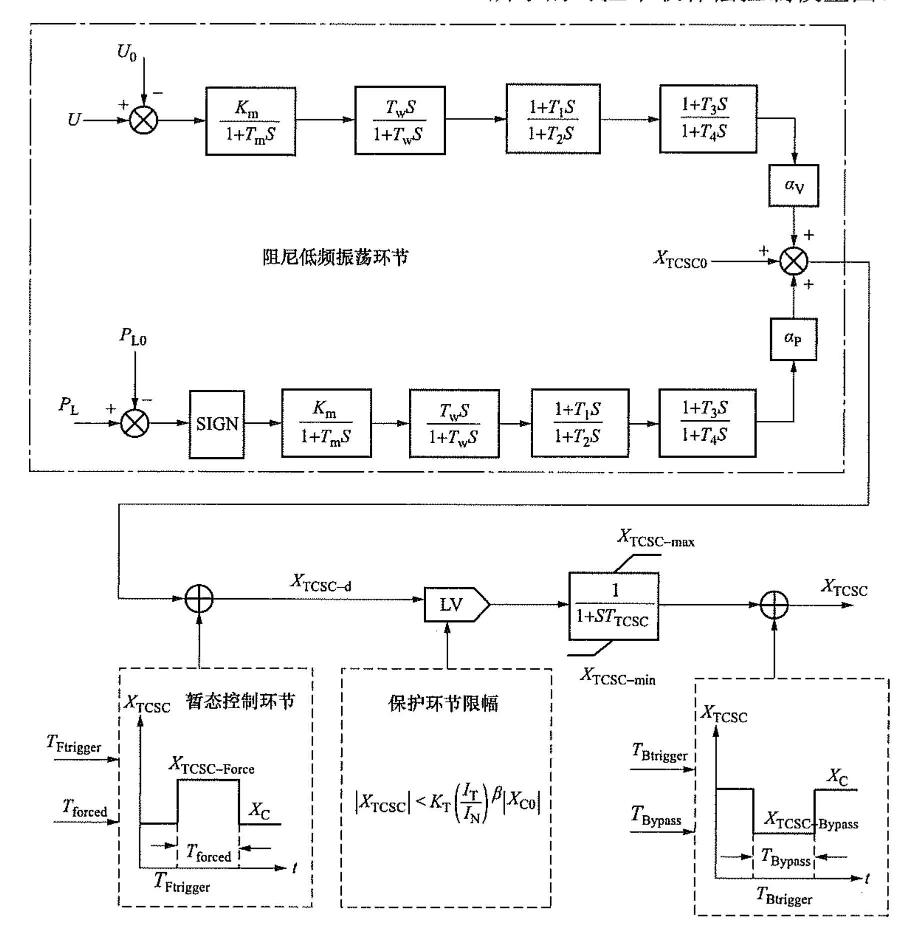



图 8-69　可控串联补偿控制模型图

$P_{L0}$ 和 $P_L$—分别为线路有功功率的给定值和测量值；$U_0$ 和 $U$—分别为母线电压的初值和测量值；$\alpha_V$—电压控制模块所占的比例因子；$\alpha_P$—功率控制模块所占的比例因子；$T_{TCSC}$——阶惯性环节时间常数；$I_N$—TCSC 额定电流；$I_T$—流过 TCSC 电流实际值；$\beta$—电容器电压电流耐受能力决定的容抗中的系数，一般为负数；$K_T$—电容器电压电流耐受能力系数；$X_{C0}$—正常情况下电容器的容抗值；$T_{Ftrigger}$—触发延迟时间；$T_{forced}$—最大补偿容抗投入时间；$X_{TCSC}$—可控串联补偿等效容抗标幺值；$X_{TCSC\text{-}d}$—限幅环节前的可控串联补偿等效容抗标幺值；$X_{TCSC\text{-}Force}$—可控串联补偿强补容抗标幺值；$X_{TCSC\text{-}Bypass}$—可控串联补偿旁路容抗标幺值；$T_{Btrigger}$—旁路触发延迟时间；$T_{Bypass}$—TCSC 旁路投入时间；$X_{TCSC\text{-}min}$—限幅环节中可控串联补偿等效容抗最小值的标幺值；$X_{TCSC\text{-}max}$—可控串联补偿等效容抗最大值的标幺值

图 8-69 中，功率正方向为有功功率的实际传输方向，根据实际需要，功率回路和电压回路中的移相环节均可以为两个或两个以上。

可控串联补偿限幅环节主要考虑电容器的电压和电流耐受能力，图 8-69 中还设置了暂态控制环节和旁路控制环节两个开环控制。当线路短路故障后三相断开，暂态稳定控制环节动作，将并联线路的可控串联补偿的容抗调节到最大，补偿一段时间后，再转换到正常调节方式。补偿时间需要预先设定。

## 第十节　电力系统等值

### 一、电力系统等值的意义及分类

电力系统仿真计算主要分为机电暂态仿真计算和电磁暂态仿真计算：机电暂态仿真计算主要研究电力系统受到大干扰后的暂态稳定性和受到小干扰后的静态稳定性，计算持续时间多在几秒到十几秒，计算步长一般取 10ms 左右；电磁暂态仿真计算主要研究电力系统各元件中电场和磁场及相应的电压和电流的变化过程，可以对电力系统中毫秒级以内的电磁暂态过程进行仿真，计算步长一般取 20～200μs。

机电暂态仿真过程大都采用集中参数模型，网络可用代数方程来描述，理论上，仿真规模不受限制，但为了方便研究，也会对非研究区域的电网或低电压等级的电网进行等值化简。电磁暂态仿真过程中需要考虑元件的非线性及电磁耦合，通常基于三相瞬时值方式表示，必须建立元件和系统的代数或微分、偏微分方程，由于数学模型复杂、仿真速度慢等限制，目前对规模较大的系统仿真较为困难，一般需要对电力

系统网络进行等值简化，保留需要重点研究的网络，对不关心的网络采用适当的等值方法予以等值简化。

电力系统等值方法可分为静态等值和动态等值两大类。静态等值主要用于研究电力系统的静态行为，需要求解的是系统稳态时的注入功率、网络电抗等参数，保证等值前后研究系统有相同的稳态计算结果即可。动态等值主要用于电力系统的暂态和动态稳定分析，需要求解与电网动态行为相关的等值参数，包括暂态电抗、时间常数等，要求研究系统在同一扰动下，等值前后有接近的转子摇摆曲线，动态安全分析结果近似。

## 二、电力系统静态等值

电力系统静态等值主要是拓扑结构的简化，Ward 型等值法和 REI 型等值法是静态等值的两种主要方法。Ward 等值法基于 Norton 定理，REI 等值法引用了节点分析的概念。

（1）Ward 等值法。Ward 等值法是建立在有源网络化简基础上的一种方法，将全网节点分为内部系统 I、边界系统 B 和外部系统 E 三个部分，等值前网络系统如图 8-70 所示。

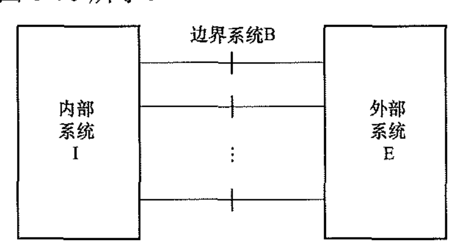



图 8-70　等值前网络系统

导纳矩阵网络方程可表示为

$$\begin{bmatrix} Y_{EE} & Y_{EB} & 0 \\ Y_{BE} & Y_{BB} & Y_{BI} \\ 0 & Y_{IB} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_E \\ \dot{U}_B \\ \dot{U}_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_E \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_I \end{bmatrix} \tag{8-183}$$

式中　$\boldsymbol{Y}$——导纳矩阵；

$\dot{U}$——电压相量；

$\dot{I}$——电流相量。

消去外部节点电压变量，等值系统方程可表示为

$$\begin{bmatrix} Y_{BB}-Y_{BE}Y_{EE}^{-1}Y_{BE} & Y_{BI} \\ Y_{IB} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_B \\ \dot{U}_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_B - Y_{BE}Y_{EE}^{-1}\dot{I}_E \\ \dot{I}_I \end{bmatrix} \tag{8-184}$$

可见，该等值方法保留了边界节点，其余外部节点全部消去。$Y_{BB}-Y_{BE}Y_{EE}^{-1}Y_{BE}$ 为等值后附在边界节点上的等值网络，$\dot{I}_B - Y_{BE}Y_{EE}^{-1}\dot{I}_E$ 是在边界母线上的等值注入电流。等值后网络系统如图 8-71 所示。

（2）REI 等值法。REI 等值法的基本思想是把电网的节点分为保留节点和要消去节点两组，在保证注入功率不变的前提下用虚拟 REI 节点代替被消去节点集合，即把外部系统的功率注入在一个虚构的节点上。为提高等值计算精度，通常可设置多个 REI 节

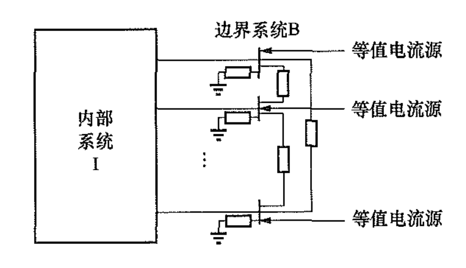



图 8-71　等值后网络系统

点，外部系统运行条件相近的节点可等值为一个 REI 节点，如负荷节点的 REI 节点、发电机节点的 REI 节点、PQ 节点的 REI 节点、PV 节点的 REI 节点等，虚拟 REI 节点上的注入功率是该组节点所有功率的和。将设置的 REI 节点通过一个无损耗的虚拟网络（REI 网络）与相应节点连接起来，然后消去外部系统中除了 REI 节点以外的其他节点，即完成了等值过程。

REI 等值法网络构造示意如图 8-72 所示。

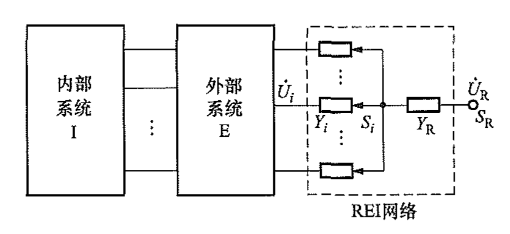



图 8-72　REI 等值法网络构造示意图

REI 网络中，导纳 $Y_R$ 和支路 $i$ 的导纳 $Y_i$ 的计算公式为

$$Y_R = \frac{\tilde{S}_R}{U_R^2} \tag{8-185}$$

$$Y_i = \frac{\tilde{S}_i}{U_i^2} \tag{8-186}$$

机电暂态仿真程序一般都具有静态等值功能，国内普遍使用的电力系统综合仿真程序（power system analysis software package，PSASP）采用了 Ward 等值法，电力系统分析软件（BPA）采用 REI 等值法，均能取得较好的等值效果，可保证等值网络潮流结果与原始网络一致。

## 三、电力系统动态等值

电力系统动态等值目前有同调等值法、模态等值法和估计等值法三种主流方法。

（1）同调等值法。同调等值法是基于发电机转子同摆的相关性概念，将在一起以同一频率和相近角度摇摆的发电机划分为同调机群，同调机群的摇摆曲线具有相同的形式，同调机群内部的发电机可认为是刚性连接，可简化为一等值机。同调等值法实施步骤如下：

1）划分研究系统和外部系统。同调等值法首先

根据研究的需要划分出研究系统和外部系统，等值过程中保留研究系统不变，仅对外部系统作等值简化。

2）外部系统同调机群判别。对同调机群判别方法有多种，最基本的方法是根据发电机受到扰动后的摇摆曲线来判别同调，基于时域仿真的判别法是同调机群判别的传统方法，模拟短路、线路开断、甩负荷、切机等故障，在仿真计算时段内，若两台机组的相对转角偏差在任一时刻都不大于给定的标准（一般为 5°～10°），则判断这两台机为同调。

发电机的摇摆曲线也可以由动态等值程序根据线性化模型施加扰动来快速计算获得，再根据相关判据判别同调机组。为便于判断同调机组，需对系统进行必要的简化：发电机采用经典二阶同步机线性化模型；设系统有较高的 $X/R$ 比值，有功与无功潮流可以近似解耦计算；同调机组的划分与扰动大小无关，可将系统线性化，化为增量形式的方程组表示，以其动态行为判别同调；同调机群的划分与负荷模型相关性很小，因此可将负荷作为等值阻抗处理，并入节点导纳矩阵。根据上述模型，采用相应的数值求解方法即可求出发电机的摇摆曲线，再根据既定的原则划分同调机群。

3）进行网络化简。网络化简包括同调发电机母线和负荷母线的化简。

同调发电机母线的化简方法是：首先将网络划分为需简化同调发电机群发电机端母线、边界母线及研究区域三个部分，然后根据等值前后注入功率守恒求解相关等值导纳。

非线性负荷节点的化简可采用电流变换法，对于由恒阻抗、恒电流、恒功率三部分组合的负荷，将负荷的恒定阻抗部分折合成等值阻抗加到节点导纳矩阵中，将负荷的恒电流部分转换成电流源 $\dot{I}_1$，将负荷的恒定功率转换成电流源 $\dot{I}_S$，则网络方程可表示为

$$\begin{bmatrix}\dot{I}_1\\0\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\boldsymbol{Y}_{11}&\boldsymbol{Y}_{12}\\\boldsymbol{Y}_{21}&\boldsymbol{Y}_{22}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\dot{U}_1\\\dot{U}_2\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}0\\\dot{I}_S\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}0\\\dot{I}_1\end{bmatrix}\tag{8-187}$$

式中　$\boldsymbol{Y}_{11}$——保留母线间的导纳矩阵；

$\boldsymbol{Y}_{22}$——待消去的非线性负荷母线间的导纳矩阵；

$\boldsymbol{Y}_{12}$、$\boldsymbol{Y}_{21}$——保留母线与待消去的非线性负荷母线间的导纳矩阵；

$\dot{U}_1$——保留母线的电压相量；

$\dot{U}_2$——待消去的非线性负荷母线的电压相量；

$\dot{I}_1$——保留母线上的注入电流。

高斯消去后可得

$$\dot{I}_1=\boldsymbol{Y}_{11}'\dot{U}_1+\dot{I}_1'+\dot{I}_S'\tag{8-188}$$

式中　$\boldsymbol{Y}_{11}'=\boldsymbol{Y}_{11}-\boldsymbol{Y}_{12}\boldsymbol{Y}_{22}^{-1}\boldsymbol{Y}_{21}$；

$\dot{I}_1'=-\boldsymbol{Y}_{12}\boldsymbol{Y}_{22}^{-1}\dot{I}_1$；

$\dot{I}_S'=-\boldsymbol{Y}_{12}\boldsymbol{Y}_{22}^{-1}\dot{I}_S$。

$\dot{I}_1'$、$\dot{I}_S'$ 即为从消去母线转移到保留母线上的等效电流源，将其由电流源形式返回到相应的负荷形式，和保留母线上的同类负荷合并，即完成非线性负荷节点的消去。

4）对同调发电机进行动态聚合。对同调发电机进行动态聚合时，假定发电机的线性部分和非线性部分可以分别聚合，发电机及其控制系统可分为若干个环节分别聚合。通常将发电机分为发电机转子运动方程、调速器和原动机、电磁回路、励磁系统和电力系统稳定器（power system stabilizer，PSS）装置五个环节。

各环节的动态聚合方法类似：先确定待聚合的各发电机传递函数的集合函数，记作 $G_\Sigma(p)$，一般为各发电机相应环节传递函数的加权和；再选择等值机相应环节的数学模型，设其传递函数为 $G^*(p)$，参数待确定；对等值机传递函数参数寻优，使等值机传递函数与各单机传递函数的集合函数有最接近的频域特性。即对下式所示目标函数作优化，使目标函数 $J\to\min$，可得到

$$J=\sum_{\omega_i}\frac{|G_\Sigma(\mathrm{j}\omega_i)-G^*(\mathrm{j}\omega_i)|^2}{|G_\Sigma(\mathrm{j}\omega_i)|^2}\to\min\tag{8-189}$$

式中　$\omega_i$——扫描频率，一般在 0～10Hz 范围内作频域特性拟合。

同调等值法是电力系统广泛使用的算法，其优点是物理意义清晰，等值系统元件模型为实际电力系统元件模型，能适应系统的非线性和大扰动，适用于大规模系统等值。

（2）模态等值法。模态等值法是基于外部系统线性化模型进行降阶的等值简化方法，该方法假定研究系统内的扰动对外部系统影响不大，故外部系统可线性化。待等值的外部系统只要求保留对研究系统影响较大的特征根，而外部系统中频率较高、衰减较快的特征根可以忽略不计，即认为其对研究系统的影响非常小，从而可形成一个低阶的外部等值系统。

模态等值法具有严格的数学基础，能够观察在系统中呈现出来的各种振荡模式，物理概念清楚，可对外部系统做高度简化并保留其主特征根。但是线性化的方法并不能很好地捕捉系统的复杂动态特性，也很难确定哪些模态可以安全消除，且简化后等值系统用线性化状态方程表示，不是实际的电力系统元件，不适应现有的电力系统仿真软件，因此实际中很少使用。

同调等值与模态等值法均适用于离线计算，同调等值法主要适用于大扰动暂态稳定分析，基于线性化模型状态方程的模态等值法主要适用于小扰动的动态稳定分析。还有不需要外部系统的具体模型和参数的

估计等值方法，该方法利用研究系统测量数据，通过辨识得到理想的外部系统动态等值参数，可满足外部系统在线实时动态等值的要求，但由于在线辨识的特殊要求，该方法不适用于电力系统规划设计研究工作，在此不做详细介绍。

动态等值工作需要借助计算程序或通过编程计算完成。国际上最早的动态等值商业化软件是 20 世纪 70 年代美国电力研究协会 EPRI 开发的 DYNEQ，基于同调等值法；20 世纪 90 年代，Ontario 水电局基于奇异摄动理论的慢同调技术，开发了新的 EPRI 等值软件 DYNRED，该软件结合了同调等值和模态等值；此外，还有 ABB 公司的 SIMPOW 程序采用的是模态等值法，SIEMENS 公司的 NETOMAC 程序采用的是改进的估计等值法。我国动态等值程序的开发较少，中国电力科学研究院和清华大学于 20 世纪 90 年代初合作开发了与 BPA 程序接口的动态等值程序 PSDEP，主要基于同调等值法。

## 第十一节　电力系统等效电路和标幺值

### 一、多级电压电力网的等效电路

电力系统中不同电压等级的元件通过变压器连接在一起，形成统一的电网。若将电网中各元件采用相应的等效电路进行替代，则可以得到该电网的等效电路。为简化计算，等效电路中各元件的参数、各节点电压和各支路电流需归算至同一指定电压等级。归算时，可近似认为系统各元件的额定电压等于其所在电压等级相对应的平均电压，但变压器的变比宜采用实际变比。当变压器分接头改变时，等效电路中与之相关的参数需要重新进行归算。

我国电力系统各级电压的平均电压取值见表 8-6。

表 8-6　我国电力系统各级电压的平均电压取值

| 系统标称电压(kV) | 10 | 35 | 66 | 110 | 220 | 330 | 500 | 750 | 1000 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 平均电压(kV) | 10.5 | 37 | 69 | 115 | 230 | 345 | 525 | 800 | 1050 |

### 二、三相系统的标幺值

在进行电力系统分析计算时，为了方便，一般均将各物理量从有名值转换为标幺值，功率、电压、电流与阻抗的标幺值计算方法为

$$S_* = \frac{S}{S_B} \tag{8-190}$$

$$U_* = \frac{U}{U_B} \tag{8-191}$$

$$I_* = \frac{I}{I_B} \tag{8-192}$$

$$Z_* = \frac{Z}{Z_B} \tag{8-193}$$

式中　$S_*$——功率标幺值；
$S$——功率有名值，MV·A；
$S_B$——功率基准值，MV·A；
$U_*$——电压标幺值；
$U$——电压有名值，kV；
$U_B$——电压标准值，kV；
$I_*$——电流标幺值；
$I$——电流有名值，kA；
$I_B$——电流基准值，kA；
$Z_*$——阻抗标幺值；
$Z$——阻抗有名值，Ω；
$Z_B$——阻抗基准值，Ω。

基准值的大小要选择适当，以便于标幺值与有名值之间的相互换算，同时使各量标幺值大小合适，便于运算。电力系统中转换时，基准容量 $S_B$ 一般选取为 100MV·A 或 1000MV·A，基准电压 $U_B$ 选取各电压等级的平均电压（线电压），基准电流与基准阻抗的值分别为

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_B} \tag{8-194}$$

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} \tag{8-195}$$

### 三、系统阻抗图的编制

（一）各元件电抗标幺值的计算

1. 正序电抗与负序电抗

假定元件的额定电压与其所在电压等级系统的基准电压相同，电力系统中各元件正序与负序电抗标幺值计算公式见表 8-7，$U_N$、$I_N$ 与 $S_N$ 分别为元件的额定电压、电流与容量。各元件中，变压器、电力线路以及串联与并联电抗器的负序电抗均与正序电抗相同。

表 8-7　各元件正序与负序电抗标幺值计算

| 元件 | 正序电抗标幺值 | 负序电抗标幺值 |
|---|---|---|
| 同步电机 | $X''_{1*} = \frac{X''_d(\%)}{100} \times \frac{S_B}{S_N}$ | $X_{2*} = \frac{X_2(\%)}{100} \times \frac{S_B}{S_N}$ |
| 变压器 | $X_{1*} = \frac{U_k(\%)}{100} \times \frac{S_B}{S_N}$ | $X_{2*} = \frac{U_k(\%)}{100} \times \frac{S_B}{S_N}$ |
| 电力线路 | $X_{1*} = X_1 \frac{S_B}{U_B^2}$ | $X_{2*} = X_2 \frac{S_B}{U_B^2}$ |
| 串联电抗器 | $X_{1*} = \frac{U_k(\%)}{100} \times \frac{I_B}{I_N}$ | $X_{2*} = \frac{U_k(\%)}{100} \times \frac{I_B}{I_N}$ |

续表

| 元件 | 正序电抗标幺值 | 负序电抗标幺值 |
|---|---|---|
| 并联电抗器 | $X_{1*}=\dfrac{S_B}{S_N}$ | $X_{2*}=\dfrac{S_B}{S_N}$ |

2. 零序电抗

（1）同步电机零序电抗为

$$X''_{0*}=\frac{X_0(\%)}{100}\times\frac{S_B}{S_N} \tag{8-196}$$

（2）变压器零序电抗。变压器零序等效电路和变压器结构、三相绕组联结方式有关，具体计算见本章第二节。

（3）电力线路。电力线路零序电抗计算较为复杂，在本章第一节中已作过详细介绍。表 8-8 给出了一些常见架空线路与电缆电抗参考值，可供参考。

**表 8-8 常见架空线路与电缆电抗参考值**

| 序号 | 元件名称 | $X_{0*}$ |
|---|---|---|
| 1 | 无地线的单回架空线路 | $X_{0*}=3.5X_{1*}$ |
| 2 | 无地线的同塔（杆）双回架空线路 | $X_{0*}=5.5X_{1*}$ |
| 3 | 有钢线地线的单回架空线路 | $X_{0*}=3X_{1*}$ |
| 4 | 有钢线地线的同塔（杆）双回架空线路 | $X_{0*}=4.7X_{1*}$ |
| 5 | 有良导体地线的单回架空线路 | $X_{0*}=2X_{1*}$ |
| 6 | 有良导体地线的同塔（杆）双回架空线路 | $X_{0*}=3X_{1*}$ |
| 7 | 6～10kV 三芯电缆 | $X_{0*}=3.5X_{1*}$ |
| 8 | 20kV 三芯电缆 | |
| 9 | 35kV 三芯电缆 | |
| 10 | 110kV 和 220kV 单芯电缆 | $X_{0*}=(0.8\sim1.0)X_{1*}$ |

（4）串联电抗器零序电抗为

$$X_{0*}=X_{1*} \tag{8-197}$$

## （二）网络变换

在电力系统分析中，常需要将目标网络变换为所需要的便于计算（易于处理）的网络，称为网络变换。常见的两端与三端网络变换基本方法见表 8-9。在进行电力网络潮流的人工计算时，通过一次或多次网络变换，可以将复杂的网络逐步简化，确定基本潮流流向，再将简化后的网络逐步还原，最终确定实际网络的潮流分布。

**表 8-9 常见的两端与三端网络变换基本方法**

| 序号 | 变换类型 | 变换前的网络 | 变换后的网络 | 变换前后阻抗关系 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 串联接线 | $X_1$ $X_2$ | $X_3$ | $X_3=X_1+X_2$ |
| 2 | 并联接线 | $X_1$ $X_2$ | $X_3$ | $X_3=X_1//X_2$ |
| 3 | 星形接线变换为三角形接线 | A B C $X_A$ $X_B$ $X_C$ | A B C $X_{AB}$ $X_{BC}$ $X_{AC}$ | $X_{AB}=X_A+X_B+\dfrac{X_AX_B}{X_C}$<br>$X_{BC}=X_B+X_C+\dfrac{X_BX_C}{X_A}$<br>$X_{AC}=X_A+X_C+\dfrac{X_AX_C}{X_B}$ |
| 4 | 三角形接线变换为星形接线 | A B C $X_{AB}$ $X_{BC}$ $X_{AC}$ | A B C $X_A$ $X_B$ $X_C$ | $X_A=\dfrac{X_{AB}X_{AC}}{X_{AB}+X_{BC}+X_{AC}}$<br>$X_B=\dfrac{X_{AB}X_{BC}}{X_{AB}+X_{BC}+X_{AC}}$<br>$X_C=\dfrac{X_{BC}X_{AC}}{X_{AB}+X_{BC}+X_{AC}}$ |

# 第九章

# 潮　流　计　算

## 第一节　潮流计算目的和内容

潮流计算是对电力系统正常和故障条件下稳态运行状态的计算，是按给定的电力系统接线方式、参数和运行条件确定电力系统各部分稳态运行状态参量的计算。潮流计算的目的是检查系统各点电压是否满足要求、各元件是否过负荷、功率的分布和分配是否合理、电能损失是否合理等。潮流计算是电力系统计算分析中的一种最基本的计算，对现有电力系统的运行和扩建、对新的电力系统的规划和设计，以及对电力系统进行静态稳定分析，均以潮流计算为基础。此外，潮流计算的结果为电力系统暂态稳定计算提供初始运行方式；电力系统经济运行和调度自动化的实现，也需要潮流计算来支持。不同场景下的潮流计算分析内容和目的主要包括以下五方面。

（1）在电力系统规划设计时，通过潮流计算进行方案比选，合理布局电源、规划网架、配置无功，满足规划水平年典型运行方式下潮流交换控制及调相调压等的要求。

（2）在电力系统静态安全分析时，应用 $N$–1 原则进行潮流计算，检验电网结构强度和运行方式是否满足安全运行要求。

（3）为暂态稳定计算提供初始运行方式，保证暂态稳定计算的准确性。

（4）在编制年运行方式时，在预计负荷增长及新设备投运基础上，选择典型方式进行潮流计算，发现电网中薄弱环节，提出相应措施建议，为网架结构改进提供参考。

（5）在编制日运行方式时，进行正常检修及特殊运行方式下的潮流计算，用于指导发电厂开机方式及负荷调整方案。

## 第二节　功率分布计算

### 一、线路功率损耗与电压降落

功率分布计算的基础是线路功率损耗和电压降落分析，以图 9-1 所示的输电线路Π形等值电路为例介绍线路功率损耗和电压降落。

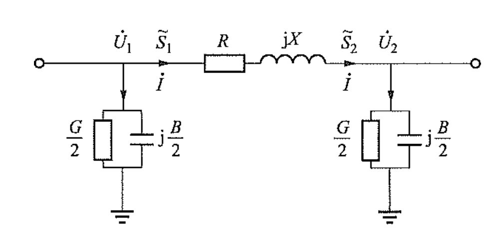



图 9-1　输电线路Π形等值电路

#### （一）线路功率损耗

线路功率损耗包括串联阻抗支路的损耗和并联导纳支路的损耗。前者与通过线路功率的大小有关，通过线路的功率越大，功率损耗也越大；后者与通过线路的功率大小无关，只与电网运行电压有关。

1. 串联阻抗支路的功率损耗

串联阻抗支路的功率损耗计算公式为

$$\left.\begin{aligned}
\Delta\tilde{S}_{se} &= \tilde{S}_1-\tilde{S}_2=\frac{P_1^2+Q_1^2}{U_1^2}(R+jX)\\
&=\frac{P_2^2+Q_2^2}{U_2^2}(R+jX)\\
\Delta P_{se} &= \frac{P_1^2+Q_1^2}{U_1^2}R=\frac{P_2^2+Q_2^2}{U_2^2}R\\
&=\left(\frac{P_1}{U_1\cos\varphi_1}\right)^2 R=\left(\frac{P_2}{U_2\cos\varphi_2}\right)^2 R\\
\Delta Q_{se} &= \frac{P_1^2+Q_1^2}{U_1^2}X=\frac{P_2^2+Q_2^2}{U_2^2}X\\
&=\left(\frac{P_1}{U_1\cos\varphi_1}\right)^2 X=\left(\frac{P_2}{U_2\cos\varphi_2}\right)^2 X
\end{aligned}\right\}\quad(9\text{-}1)$$

式中　$\Delta\tilde{S}_{se}$——线路串联阻抗支路的复功率损耗，MV·A；

$\Delta P_{se}$——线路串联阻抗支路的有功功率损耗，MW；

$\Delta Q_{se}$——线路串联阻抗支路的无功功率损耗，Mvar；

$\tilde{S}_1$、$\tilde{S}_2$ ——分别为线路阻抗首、末端的复功率，MV·A；

$P_1$——线路阻抗首端的有功功率，MW；

$Q_1$——线路阻抗首端的无功功率，Mvar；

$P_2$——线路阻抗末端的有功功率，MW；

$Q_2$——线路阻抗末端的无功功率，Mvar；

$U_1$、$U_2$——分别为线路首、末端电压，kV；

$R$、$X$——分别为线路的电阻和电抗，Ω；

$\cos\varphi_1$、$\cos\varphi_2$——分别为线路首、末端功率因数。

2. 并联导纳支路的功率损耗

并联导纳支路的功率损耗计算公式为

$$\left.\begin{aligned}\Delta\tilde{S}_{ph1} &= \frac{1}{2}(G-jB)U_1^2\\ \Delta\tilde{S}_{ph2} &= \frac{1}{2}(G-jB)U_2^2\end{aligned}\right\}\tag{9-2}$$

式中　$\Delta\tilde{S}_{ph1}$、$\Delta\tilde{S}_{ph2}$——分别为线路首、末端并联导纳支路的复功率损耗，MV·A；

$G$、$B$——分别为线路的电导和电纳，S。

（二）线路电压降落

线路首、末端电压降落相量图如图 9-2 所示。

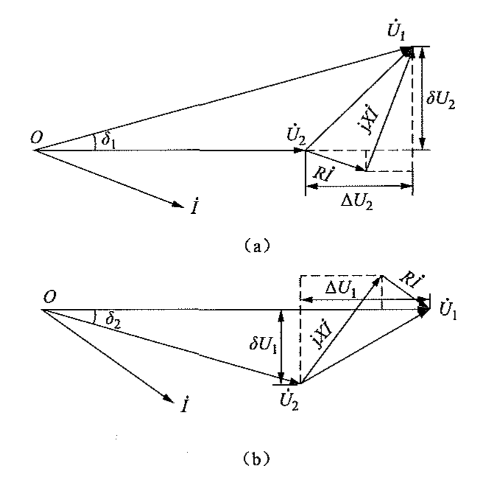



图 9-2　线路首、末端电压降落相量图

（a）以 $\dot{U}_2$ 为参考轴；（b）以 $\dot{U}_1$ 为参考轴

线路首末端电压降落为

$$\left.\begin{aligned}d\dot{U} &= \dot{U}_1-\dot{U}_2=\Delta U_2+j\delta U_2=\frac{P_2R+Q_2X}{U_2}+j\frac{P_2X-Q_2R}{U_2}\\ d\dot{U} &= \dot{U}_1-\dot{U}_2=\Delta U_1+j\delta U_1=\frac{P_1R+Q_1X}{U_1}+j\frac{P_1X-Q_1R}{U_1}\end{aligned}\right\}\tag{9-3}$$

式中　$d\dot{U}$——线路首、末端电压降落，kV；

$\Delta U_2$、$\delta U_2$——分别为线路首、末端电压降落的纵分量和横分量（$\dot{U}_2$ 参考轴），kV；

$\Delta U_1$、$\delta U_1$——分别为线路首、末端电压降落的纵分量和横分量（$\dot{U}_1$ 参考轴），kV。

线路首末端电压损耗为

$$\left.\begin{aligned}\Delta U &= U_1-U_2\approx\frac{P_2R+Q_2X}{U_2}\\ \Delta U &= U_1-U_2\approx\frac{P_1R+Q_1X}{U_1}\end{aligned}\right\}\tag{9-4}$$

式中　$\Delta U$——线路首、末端电压损耗，kV。

线路首末端电压相量相位差为

$$\left.\begin{aligned}\delta_1 &= \arctan\frac{\delta U_2}{U_2+\Delta U_2}\\ \delta_2 &= -\arctan\frac{\delta U_1}{U_1-\Delta U_1}\end{aligned}\right\}\tag{9-5}$$

式中　$\delta_1$——线路首、末端电压相量的相位差（$\dot{U}_2$ 参考轴），(°)；

$\delta_2$——线路首、末端电压相量的相位差（$\dot{U}_1$ 参考轴），(°)。

对较长的电缆线路和220kV及以上架空线路必须计入导纳的影响，计算并联导纳支路的功率损耗，对线路首、末端通过功率进行修正。

## 二、开式与闭式网络潮流计算

（一）开式网络潮流计算

开式网络是指网络中的负荷只能由一个方向获得电能的电力网。我国配电系统正常运行时基本都采用辐射状运行，适合使用开式网络的潮流计算方法。开式网络潮流计算也是闭式网络潮流计算的基础。开式网络的潮流计算，主要是求取线路首端功率、电压和末端功率、电压四个参数中的未知量。因为功率损耗和电压降落计算公式中的电压、功率均须采用同一端的值，所以根据已知条件的不同，潮流计算的方法也有所不同。

若已知同一端的电压和功率，则可直接利用功率损耗和电压降落的计算公式，由已知端向未知端推算功率分布和各点电压。但是，电力系统在多数情况下是已知电源节点电压和负荷节点的功率，这种情况下可采用迭代的方式进行计算：用负荷节点的功率和电力网的标称电压，由负荷节点向电源节点推算功率分布，再用电源节点已知的电压和算出的功率，由电源节点向负荷节点推算出各点的电压。重复上述计算过程，直到求出的电源节点电压与负荷节点功率和已知值相等或相差在允许范围内为止。

（二）闭式网络潮流计算

闭式网络是指网络中的每一个负荷都能从两个及以上方向获取电能的电力网。与配电网不同，输电网正常运行时一般都合环运行，适合使用闭式网络的潮

流计算方法。闭式网络可分为简单闭式网络和复杂闭式网络。如果网络中的负荷只能从两个方向取得电能，则称为简单闭式网络；如果负荷能从三个及以上方向取得电能，则称为复杂闭式网络。简单闭式网络包括两端供电网和环网两种基本形式。

1. 两端供电网络

简单的两端供电网络系统示意如图 9-3 所示。

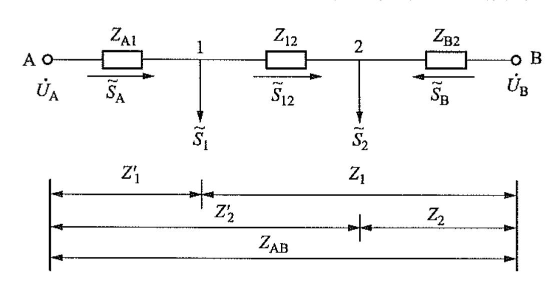



图 9-3　简单的两端供电网络系统示意图

若不计功率损耗，则各功率关系为

$$\left.\begin{aligned}\tilde{S}_A &= \frac{(\overset{*}{U}_A - \overset{*}{U}_B)U_N}{\overset{*}{Z}_{AB}} + \frac{\tilde{S}_1\overset{*}{Z}_1 + \tilde{S}_2\overset{*}{Z}_2}{\overset{*}{Z}_{AB}}\\ \tilde{S}_B &= \frac{(\overset{*}{U}_B - \overset{*}{U}_A)U_N}{\overset{*}{Z}_{AB}} + \frac{\tilde{S}_1\overset{*}{Z'_1} + \tilde{S}_2\overset{*}{Z'_2}}{\overset{*}{Z}_{AB}}\end{aligned}\right\}\tag{9-6}$$

式中　$\tilde{S}_A$、$\tilde{S}_B$——分别为电源点 A、B 向网络输送的复功率，MV·A；

$\overset{*}{U}_A$、$\overset{*}{U}_B$——分别为电源点 A、B 电压的共轭，kV；

$U_N$——线路平均电压，kV；

$\overset{*}{Z}_{AB}$——电源点 A、B 间复阻抗的共轭，Ω；

$\tilde{S}_1$、$\tilde{S}_2$——分别为负荷点 1、2 负载复功率，MV·A；

$\overset{*}{Z}_1$、$\overset{*}{Z}_2$——分别为负荷点 1、2 到电源点 B 的复阻抗的共轭，Ω；

$\overset{*}{Z'_1}$、$\overset{*}{Z'_2}$——分别为负荷点 1、2 到电源点 A 的复阻抗的共轭，Ω。

每个电源输出的功率包含两部分：第一部分与负荷无关，只与两端电源电压差和网络阻抗有关，称为循环功率；第二部分与负荷功率和网络阻抗有关，称为负载功率，该项结构与力学中杠杆原理类似。

两端电压相等时，环网功率为零；若各段线路的材料、截面积和几何均距都相同，则负载功率可简化为仅与线路长度有关。

$$\left.\begin{aligned}\tilde{S}_A &= \frac{\tilde{S}_1L_1 + \tilde{S}_2L_2}{L_{AB}}\\ \tilde{S}_B &= \frac{\tilde{S}_1L'_1 + \tilde{S}_2L'_2}{L_{AB}}\end{aligned}\right\}\tag{9-7}$$

式中　$L_1$、$L_2$、$L'_1$、$L'_2$、$L_{AB}$——分别为与 $Z_1$、$Z_2$、$Z'_1$、$Z'_2$、$Z_{AB}$ 对应的线路长度，km。

2. 简单环形电网

简单环网是指每一节点都只同两条支路相接的环形网络。单电源供电的简单环网可以在电源点拆开看作是电源点电压相等的两端供电网络。由于拆开的两个电源点实际为同一点，因此不存在循环功率。简单环网的功率分布如图 9-4 所示。

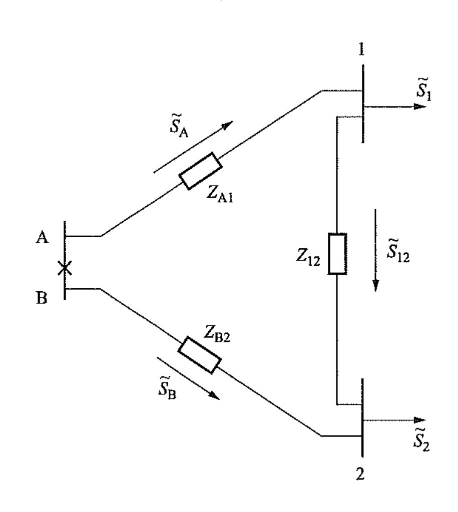



图 9-4　简单环网的功率分布

此外，当简单环网中存在多个电源点时，给定功率的电源点可当作负荷点处理，而把给定电压的电源点都一分为二，这样可得到若干个已知电源点电压的两端供电网络。

## 三、多级电压并列网络潮流计算

对于图 9-5 所示的多级电压并列网络，变压器变比不同将影响潮流分布，此时可利用叠加原理进行分析。先求出环形电网包括变压器元件的功率分布，然后计算仅考虑变压器变比不同引起的电动势$\Delta E$ 带来的循环功率，最后将两者叠加。变压器联结组别相同时，可任选一个参考点作为起始点以顺时针或逆时针方向沿环网一周，遇到升压变压器乘以变比，遇到降压变压器除以变比，回到原来参考点即可得到电动势 $\Delta E$ 的计算公式［见式（9-8）］，若计算值为负值则说明实际环流方向与假设环流方向相反。

$$\Delta E = U_D - U_C = U_D - U_D\frac{k_2}{k_1} = U_D\left(1 - \frac{k_2}{k_1}\right)\tag{9-8}$$

式中　$\Delta E$——变压器变比不同引起的附加电动势，kV；

$U_C$、$U_D$——分别为节点 C、D 的电压，kV；

$k_1$、$k_2$——分别为变压器 T1、T2 的变比。

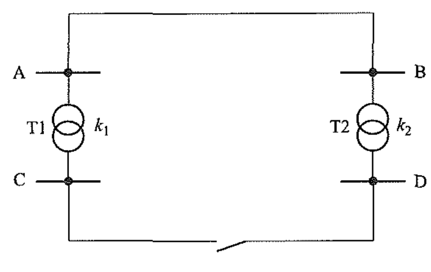



图 9-5　多级电压并列网络

## 第三节　功率损耗和电能损耗

### 一、交流输电损耗

（一）功率损耗计算

交流输电损耗主要包括输电线路损耗和变压器损耗。输电线路的功率损耗计算可参见本章第二节相关内容，此处重点介绍变压器的功率损耗计算方法。变压器的功率损耗主要包括变压器绕组电阻上的铜损和绕组漏抗无功损耗，以及铁芯中的损耗和励磁无功损耗。变压器阻抗上的功率损耗计算与线路相同；导纳上功率损耗一般不考虑电压变化的影响，直接用空载试验数据确定。

1. 双绕组变压器的功率损耗

在不考虑电压变化的情况下，可采用下式计算双绕组变压器的功率损耗

$$\left.\begin{aligned}\Delta P_T &= \frac{P^2+Q^2}{U^2}R_T+\Delta P_0=\Delta P_c\frac{S^2}{S_N^2}+\Delta P_0\\ \Delta Q_T &= \frac{P^2+Q^2}{U^2}X_T+\frac{I_0\%}{100}S_N=\frac{U_k\%}{100}\times\frac{S^2}{S_N}+\frac{I_0\%}{100}S_N\end{aligned}\right\}\tag{9-9}$$

式中　$\Delta P_T$——变压器有功损耗，MW；
$\Delta Q_T$——变压器无功损耗，Mvar；
$P$——通过变压器的有功功率，MW；
$Q$——通过变压器的无功功率，Mvar；
$U$——变压器运行电压，kV；
$R_T$、$X_T$——分别为变压器的电阻和电抗，Ω；
$\Delta P_c$——变压器负载损耗，MW；
$\Delta P_0$——变压器空载损耗，MW；
$I_0\%$——变压器空载电流百分数；
$U_k\%$——变压器短路电压百分数；
$S$——通过变压器的视在功率，MV・A；
$S_N$——变压器额定容量，MV・A。

2. 三绕组变压器的功率损耗

对于三绕组变压器和自耦变压器应根据其每相绕组的电阻、漏电抗及其通过功率分别计算功率损耗，并进一步考虑其空载损耗和励磁损耗。在不考虑电压变化的情况下，计算三绕组变压器的功率损耗可采用下式

$$\left.\begin{aligned}\Delta P_T &= \Delta P_{c1}\frac{S_1^2}{S_N^2}+\Delta P_{c2}\frac{S_2^2}{S_N^2}+\Delta P_{c3}\frac{S_3^2}{S_N^2}+\Delta P_0\\ \Delta Q_T &= \frac{U_{k1}\%}{100}\times\frac{S_1^2}{S_N}+\frac{U_{k2}\%}{100}\times\frac{S_2^2}{S_N}+\frac{U_{k3}\%}{100}\times\frac{S_3^2}{S_N}+\frac{I_0\%}{100}S_N\end{aligned}\right\}\tag{9-10}$$

式中　$\Delta P_{c1}$、$\Delta P_{c2}$、$\Delta P_{c3}$——分别为变压器高、中、低压侧负载损耗，MW；
$S_1$、$S_2$、$S_3$——分别为通过变压器高、中、低压侧的视在功率，MV・A；
$U_{k1}\%$、$U_{k2}\%$、$U_{k3}\%$——分别为变压器高、中、低压侧短路电压百分数。

（二）电能损耗计算

在实际运行中，电力系统线路及变压器通过的功率随负荷实时变化。计算线路及变压器的全年电能损耗，应进行年内积分，即

$$\Delta A=\int_0^T\left[\frac{p(t)}{u(t)\cos\varphi(t)}\right]^2 R\mathrm{d}t\tag{9-11}$$

式中　$\Delta A$——电能损失，MW・h；
$T$——全年时间，h；
$p(t)$——线路或变压器通过的实时有功功率，MW；
$u(t)$——线路或变压器运行电压，kV；
$\cos\varphi(t)$——线路或变压器通过的实时功率的功率因数；
$R$——线路或变压器电阻，Ω。

这种计算工作量较大，很难应用于工程实际分析。电网规划设计中一般采用最大负荷损耗时间法对全年电能损耗进行估算。损耗小时数$\tau$为全年电能损耗$\Delta A$除以最大负荷时的功率损耗$\Delta P_{max}$，即

$$\tau=\frac{\Delta A}{\Delta P_{max}}\tag{9-12}$$

式中　$\tau$——损耗小时数，h；
$\Delta P_{max}$——最大负荷时的功率损耗，MW；
其他符号意义同式（9-11）。

损耗小时数$\tau$与最大负荷利用小时数 $T_{max}$ 及通过功率的功率因数 $\cos\varphi$ 有关，具体见表 9-1。

**表 9-1　损耗小时数$\tau$与最大负荷利用小时数 $T_{max}$ 的关系**　（h）

| $T_{max}$ | $\cos\varphi$ | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 0.8 | 0.85 | 0.9 | 0.95 | 1.0 |
| 2000 | 1500 | 1200 | 1000 | 800 | 700 |

续表

| $T_{max}$ | $\cos\varphi$ | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 0.8 | 0.85 | 0.9 | 0.95 | 1.0 |
| 2500 | 1700 | 1500 | 1250 | 1100 | 950 |
| 3000 | 2000 | 1800 | 1600 | 1400 | 1250 |
| 3500 | 2350 | 2150 | 2000 | 1800 | 1600 |
| 4000 | 2750 | 2600 | 2400 | 2200 | 2000 |
| 4500 | 3150 | 3000 | 2900 | 2700 | 2500 |
| 5000 | 3600 | 3500 | 3400 | 3200 | 3000 |
| 5500 | 4100 | 4000 | 3950 | 3750 | 3600 |
| 6000 | 4650 | 4600 | 4500 | 4350 | 4200 |
| 6500 | 5250 | 5200 | 5100 | 5000 | 4850 |
| 7000 | 5950 | 5900 | 5800 | 5700 | 5600 |
| 7500 | 6650 | 6600 | 6550 | 6500 | 6400 |
| 8000 | 7400 | 7380 | 7350 | 7300 | 7250 |

电网中不同元件的年电能损耗可采用式（9-13）～式（9-18）进行计算。架空线电晕损耗和电缆线路的介质损耗相对较小，在电网方案经济比较时可以忽略。

1. 架空线路

架空线路电能损耗计算公式为

$$\Delta A = \Delta P_{yp}T + \Delta P_{max}\tau \qquad (9\text{-}13)$$

式中 $\Delta P_{yp}$——年平均电晕损耗，MW；

$T$——全年时间，h。

近似计算时，电晕损耗可按电阻损耗的10%估算。

2. 电缆线路

电缆线路电能损耗计算公式为

$$\Delta A = \Delta P_{wj}T + \Delta P_{max}\tau \qquad (9\text{-}14)$$

式中 $\Delta P_{wj}$——电缆介质损耗，MW。

3. 变压器

变压器电能损耗计算分为双绕组和三绕组两种。

双绕组变压器电能损耗计算公式为

$$\Delta A = \Delta P_{c}\frac{S^2}{S_N^2}\tau + \Delta P_0 T \qquad (9\text{-}15)$$

三绕组变压器电能损耗计算公式为

$$\Delta A = \Delta P_{c1}\frac{S_1^2}{S_N^2}\tau_1 + \Delta P_{c2}\frac{S_2^2}{S_N^2}\tau_2 + \Delta P_{c3}\frac{S_3^2}{S_N^2}\tau_3 + \Delta P_0 T \qquad (9\text{-}16)$$

式中 $\tau_1$、$\tau_2$、$\tau_3$——分别为三绕组变压器各侧损耗小时数，h。

4. 电容器

电容器电能损耗计算公式为

$$\Delta A = 0.003 Q_c T \qquad (9\text{-}17)$$

式中 $Q_c$——电容器容量，MV·A。

5. 电抗器

电抗器电能损耗计算公式为

$$\Delta A = \Delta P_e T \qquad (9\text{-}18)$$

式中 $\Delta P_e$——额定电压下的功率损耗，MW。

## 二、直流输电损耗

### （一）功率损耗计算

直流输电损耗包括换流站损耗、直流输电线路损耗和接地极系统损耗。其中，换流站损耗可细分为换流变压器损耗、晶闸管换流阀损耗、交流滤波器损耗、平波电抗器损耗、并联电容器损耗、并联电抗器损耗、直流滤波器损耗、站用电损耗及其他设备损耗。直流输电线路损耗主要取决于输送功率、线路长度、导线截面和额定电压。接地极系统损耗很小，通常可以忽略不计。

1. 换流站损耗

受测量精确度及准确性的影响，换流站的损耗通常不采用直接测量的方法，而是分别计算出换流站内各设备的损耗，然后求和得到换流站的总损耗。换流站的损耗计算比较复杂，不同负荷水平下，投入运行的设备不同，产生的损耗也不同。若换流站运行中负荷变化较大或存在长时间控制模式切换，则需要在最小和最大直流电流之间，根据负荷曲线，选择几个典型的负荷水平对换流站的损耗进行计算，并按运行时间比重加权后求得等效损耗。

换流站各设备的实际损耗与其运行环境和运行参数有关。运行环境方面，户外环境温度按20℃考虑，海拔按换流站所在地实际考虑，同时须明确冷却介质温度和流量；运行参数方面，须明确换流站负荷、交直流系统电压、换流器触发角等。通常换流站的总损耗为换流站额定功率的0.5%～1.0%，其中换流变压器和晶闸管换流阀的损耗占换流站总损耗的71%～88%，各设备损耗分布情况见表9-2。

2. 直流线路损耗

直流线路损耗与交流类似，分为串联支路损耗（电阻损耗）和并联支路损耗（电晕损耗）。

表 9-2　　换流站中各设备损耗分布情况

| 序号 | 设备 | | 损耗占比 | 备　注 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 换流变压器 | | 39%～53% | 换流变压器的损耗包括热备用损耗和运行损耗。<br>（1）热备用损耗。相当于空载损耗，确定方法与普通交流电力变压器相同。<br>（2）运行损耗。包括铁芯损耗和负荷损耗，铁芯损耗与空载情况近似，负荷损耗须考虑谐波电流影响。负荷损耗可通过试验加计算求得，主要有全谐波频率有效电阻测量法、工频有效电阻测量+同类换流变压器有效电阻-频率典型曲线法、工频+高频两点负荷损耗测量法三种 |
| | 其中 | 空载损耗 | 12%～14% | |
| | | 负载损耗 | 27%～39% | |
| 2 | 晶闸管换流阀 | | 32%～35% | 晶闸管换流阀的损耗由八个分量组成，各分量可通过试验加计算求得，加和即得总损耗。<br>（1）阀通态损耗。负荷电流通过晶闸管所产生的损耗，与通过换流桥的直流电流（含谐波量）、阀中串联晶闸管级数、晶闸管通态压降、晶闸管通态电阻、换相角有关。<br>（2）晶闸管开通时的电流扩散损耗。晶闸管开通时电流在硅片上扩散期间所产生的附加通态损耗，通常小于晶闸管通态损耗的 10%。<br>（3）阀的其他通态损耗。阀主回路中，除晶闸管以外的其他元件所造成的通态损耗。<br>（4）与直流电压相关的损耗。阀在不导通期间，加在阀两端的电压在阀的并联阻抗分量（直流均压电阻、晶闸管断态电阻及反向漏电阻、冷却介质电阻、阀结构阻性效应、其他均压网络及光导纤维等）上产生的损耗。<br>（5）阻尼电阻损耗。阀在关断期间，加在阀两端的交流电压经阻尼电容耦合到阻尼电阻上所产生的损耗。<br>（6）电容器充放电损耗。阀关断期间加在阀上的电压波形阶跃变化时，电容器储能发生变化而产生的损耗。<br>（7）阀关断损耗。阀在关断过程中，流过晶闸管的反向电流（由晶闸管中存储电荷引起）在晶闸管和阻尼电阻上产生的损耗。<br>（8）阀电抗器磁滞损耗。可根据电抗器铁芯材料直流磁化曲线所包围区域求得 |
| 3 | 交流滤波器 | | 7%～11% | 包括滤波电容器损耗（可忽略谐波电流影响）、滤波电抗器损耗（须考虑谐波电流影响和各次谐波下的品质因数）和滤波电阻器损耗（须考虑谐波电流影响），可通过试验加计算求得 |
| 4 | 平波电抗器 | | 4%～6% | 须考虑谐波电流影响，可通过试验加计算求得。平波电抗器有干式和油浸式两种，采用油浸式电抗器时还应计算磁滞损耗 |
| 5 | 其他损耗 | | 4%～9% | （1）并联电容器损耗。可忽略谐波电流影响，通过试验加计算求得。<br>（2）并联电抗器损耗。须考虑谐波电流影响，可通过试验加计算求得。<br>（3）直流滤波器损耗。包括滤波电容器损耗（谐波损耗可忽略，仅考虑直流均压电阻损耗）、滤波电抗器损耗（须考虑谐波电流影响和各次谐波下的品质因数）和滤波电阻器损耗（计算方法同交流滤波器），可通过试验加计算求得。<br>（4）站用电损耗。随站服务设施、运行要求、环境条件等因素变化，应在相应的负荷水平和运行参数下的正常稳态运行状态下在供电线路上直接测量，通常约为接入负荷的 60%。<br>（5）其他设备损耗。包括避雷器、测量用变压器、暂态过电压限制器、无线电干扰和电力线载波滤波器等，损耗一般较小，可以忽略不计。如果装有同步调相机或静止无功补偿装置，应计及其损耗 |

（1）电阻损耗计算公式为

$$\Delta P_{d}=I_{d}^{2}R_{d} \tag{9-19}$$

式中　$\Delta P_{d}$——直流线路电阻损耗，MW；

$I_{d}$——直流电流（可忽略谐波影响），kA；

$R_{d}$——直流线路电阻（与运行方式有关，双极或单极金属回线运行，为两极线路电阻之和；单极大地回线运行，为一极线路电阻；双极双导线并联运行，为一极线路电阻的一半），Ω。

（2）电晕损耗。电晕损耗功率的大小与线路电压、导线规格、导线布置方式、天气等因素有关，具体计算公式见第六章直流线路导线截面选择部分。

（二）电能损耗计算

直流输电电能损耗的计算可参照交流输电。若在功率损耗的计算过程中，选择几个典型的负荷水平对换流站及输电线路的损耗进行计算，并按运行时间比重加权后求得等效损耗，则计算电能损耗可按实际运行时间考虑。

## 第四节　电力系统潮流的计算机算法

实际电力系统节点数较多，网络结构相对复杂，一般都采用计算机分析。目前国内常用的仿真计算软

件为中国电力科学研究院引进开发的电力系统分析软件工具（power system department-Bonneville power administration，PSD-BPA）和电力系统分析综合程序（PSASP）。采用计算机计算潮流，必须先建立表征电力系统运行状态的数学模型，主要有节点电压方程和回路电流方程。节点电压方程具有方程数少、构建方便且修改容易等特点，在计算机潮流计算中广泛采用。

以大地作为电压幅值的参考，以系统中某一指定母线的电压角度作为电压相角的参考，对于具有 $n$ 个独立节点的电力系统，可列出 $n$ 个节点电压方程

$$\dot{I}_i=\sum_{j=1}^{n}Y_{ij}\dot{U}_j \quad (i=1,\ 2,\ \cdots,\ n) \tag{9-20}$$

式中 $\dot{I}_i$ ——注入各节点的电流，$i$=1，2，…，$n$，kA；

$Y_{ij}$——$i\neq j$ 时，节点 $i$、$j$ 间支路导纳的负值；$i$=$j$ 时，与节点 $i$ 相连支路导纳之和，$i$=1，2，…，$n$，$j$=1，2，…，$n$，$s$；

$\dot{U}_j$ ——各节点的电压，$j$=1，2，…，$n$，kV。

用功率替换电流，可得到

$$P_i+\mathrm{j}Q_i=\dot{U}_i\sum_{j=1}^{n}\overset{*}{Y}_{ij}\overset{*}{U}_j \quad (i=1,\ 2,\ \cdots,\ n) \tag{9-21}$$

式中 $P_i$——注入节点 $i$ 的有功功率，MW；

$Q_i$——注入节点 $i$ 的无功功率，Mvar；

$\overset{*}{Y}_{ij}$ ——$i\neq j$ 时，节点 $i$、$j$ 间支路导纳负值的共轭；$i$=$j$ 时，与节点 $i$ 相连支路导纳之和的共轭，$i$=1，2，…，$n$，$j$=1，2，…，$n$，$s$；

$\dot{U}_i$ ——节点 $i$ 的电压，kV；

$\overset{*}{U}_j$ ——各节点电压的共轭，$j$=1，2，…，$n$，kV。

将式（9-21）按实部和虚部分开，每个节点可得两个实数方程，但变量有 $P_i$、$Q_i$、$U_i$、$\delta_i$（电压相量角）四个，因此必须给定其中两个变量。根据给定节点变量的不同，可将节点分为以下三类。

（1）$PQ$ 节点。这类节点的注入有功功率 $P$ 和无功功率 $Q$ 是给定的，相当于实际电力系统中的一个负荷节点，或有功功率和无功功率给定的发电机母线节点。

（2）$PU$ 节点。这类节点的注入有功功率 $P$ 和电压幅值 $U$ 是给定的，相当于实际电力系统中具有无功调节能力的发电机母线节点，或具有可调无功电源设备的变电站母线节点。

（3）平衡节点。这类节点的电压幅值 $U$ 及相角 $\delta$ 是给定的，用于平衡系统的功率，一个同步电网中只设一个平衡节点。

式（9-21）为非线性方程组，一般用迭代法进行求解。常用方法主要有 $P$–$Q$ 分解法、牛顿—拉夫逊法和改进的牛顿—拉夫逊算法。牛顿—拉夫逊法收敛性比较好，但对初值要求较高；$P$–$Q$ 分解法收敛速度较慢，但对初值要求相对较低。一般首先采用 $P$–$Q$ 分解法迭代几次，为牛顿—拉夫逊法提供较好的初值，然后再采用牛顿—拉夫逊法进行迭代，这样既可以解决牛顿—拉夫逊法的初值问题，又可以利用其收敛较快的优点。改进的牛顿－拉夫逊算法适用于求解低压配电网、具有串联补偿的网络和经网络化简以后的等值网络系统潮流，采用该算法有助于解决由于网络 $R/X$ 比值大而收敛性差的问题。

根据电力系统的实际运行条件和要求，求解结果必须满足一定的约束条件。

（1）节点运行电压约束条件为

$$U_{i\min}\leqslant U_i\leqslant U_{i\max} \quad (i=1,\ 2,\ \cdots,\ n) \tag{9-22}$$

式中 $U_i$ ——节点运行电压，kV；

$U_{i\min}$ ——节点运行电压下限，kV；

$U_{i\max}$ ——节点运行电压上限，kV。

（2）发电机功率输出约束条件为

$$\left.\begin{array}{l}P_{Gi\min}\leqslant P_{Gi}\leqslant P_{Gi\max}\\ Q_{Gi\min}\leqslant Q_{Gi}\leqslant Q_{Gi\max}\end{array}\right\} \quad (i=1,\ 2,\ \cdots,\ n) \tag{9-23}$$

式中 $P_{Gi}$ ——发电机输出有功功率，MW；

$P_{Gi\min}$ ——发电机输出有功功率下限，MW；

$P_{Gi\max}$ ——发电机输出有功功率上限，MW；

$Q_{Gi}$ ——发电机输出无功功率，Mvar；

$Q_{Gi\min}$——发电机输出有功功率下限，Mvar；

$Q_{Gi\max}$——发电机输出有功功率上限，Mvar。

（3）节点电压相位差约束条件为

$$|\delta_i-\delta_j|\leqslant|\delta_i-\delta_j|_{\max} \tag{9-24}$$

式中 $|\delta_i-\delta_j|$ ——发电机功角，（°）；

$|\delta_i-\delta_j|_{\max}$ ——发电机功角差上限，（°）。

当交流电网中具有直流输电线路时，如果在换流节点（即换流变压器所连接的交流母线）上的有功功率和无功功率已预设定，并且稳定计算中不需考虑直流输电系统的暂态行为时，则可把直流输电的功率视作交流电网中的负荷（对逆变侧其有功负荷为负值）。并且对于仅有直流线路相互连接的交流电网，可在换流节点处将交流电网分成若干子系统分别计算。若需要求取直流系统的运行参数或在稳定计算中考虑其暂态行为时，则需在潮流计算中对直流系统进行详细模拟。目前国内常用大型潮流计算程序中均已包含直流输电环节。

在潮流计算中模拟直流系统时一般需给出换流变压器的参数（各级电压及分接头范围、短路阻抗等）、换流器串联的桥阀数、阀的最大和最小触发角（对逆

变侧为关断角）、阀的额定电流、每个桥阀的换向电抗、直流线路的参数和直流输送功率等。对每个独立的直流输电系统需有一端为电压调节（一般设在逆变侧），另一端为定电流或定功率调节。

## 第五节　电　压　调　整

### 一、调整目标和原则

潮流计算中电压调整的目标，是使系统各点基于额定电压的电压偏移在规定范围内。按照 DL/T 1773—2017《电力系统电压和无功电力技术导则》要求，常用电压偏移标准统计见表 9-3。

表 9-3　　常用电压偏移标准统计表

| 电压等级 | 正常方式 | 事故方式 |
|---|---|---|
| 500kV 母线 | +10% | — |
| 330kV 母线 | +10% | — |
| 电厂和 500kV 变电站的 220kV 母线 | 0～+10% | −5%～+10% |
| 电厂和 220（330）kV 变电站的 35～110kV 母线 | −3%～+7% | −10%～+10% |
| 35kV 及以上用户 | 供电电压正负偏差绝对值之和不超过额定电压的 10% | — |
| 10kV 用户 | −7%～+7% | — |
| 380V 用户 | −7%～+7% | — |
| 220V 用户 | −10%～+5% | — |

在电力系统的大量节点中，通常选择一些具有代表性的节点加以监视、控制，如果这些节点的电压满足要求，则该节点邻近的节点基本上也能满足要求，这些节点称为中枢点。电压中枢点一般选择在区域性发电厂的高压母线、有大量地方性负荷的发电厂母线以及枢纽变电站的二次母线。中枢点电压控制有逆调压、顺调压、常调压三种方式。逆调压方式高峰负荷时升高电压、低谷负荷时降低电压，适用于由该中枢点供电的线路较长、负荷变化范围较大的场合；顺调压方式高峰负荷时允许中枢点电压略低，低谷负荷时允许中枢点电压略高，适用于用户对电压要求不高或线路较短、负荷变化不大的场合；常调压方式任何负荷时中枢点电压基本保持不变。通常 220kV 及以下电网电压调整，宜实行逆调压方式；330kV 及以上电网电压调整，一般实行常调压或顺调压方式。

对系统各种典型运行方式一般均要求进行电压调整计算，各电压等级电网枢纽点均需满足电压偏差规定要求。潮流计算中的电压调整，应在无功基本平衡的前提下，按照技术经济合理的原则进行，即在满足电压偏移要求的基础上，使投资及电能损耗综合最小。

### 二、主要调压措施

潮流计算常用的调压措施一般包括利用发电机调压、改变变压器变比调压、并联补偿无功设备调压、串联电容器改变网络参数调压、利用同步调相机调压、改变运行方式调压。其中通过发电机、并联补偿设备、同步调相机调压属于改变无功功率容量调压，改变变压器分接头调压属于改变无功功率分配调压。当发电厂、变电站母线电压超出电压偏差允许范围时，首先应按无功分层分区就地平衡原则，调节发电机、同步调相机和无功补偿设备的无功出力；若电压质量仍不符合要求，再调整相应有载调压变压器的分接头开关位置，使电压恢复到合格值。

#### （一）利用发电机调压

利用发电机调压，本质是改变发电机无功出力，发电机机端电压设定值改变后，在自动励磁调节装置的作用下，发电机无功出力将随之变化。

利用发电机调压是不需额外增加投资的调压方式，应优先选用。在潮流计算时，可调整发电机电压在其额定电压的 95%～105%范围内，并应使发电机功率因数保持在额定范围内。根据 DL/T 1773—2017《电力系统电压和无功电力技术导则》，发电机额定功率因数：①直接接入 330kV 及以上电网处于送端的发电机功率因数，一般选择不低于 0.9；处于受端的发电机功率因数，可在 0.85～0.9 范围选择。②直流输电系统的送端发电机功率因数，可选择 0.85；交直流混送的可在 0.85～0.9 范围选择。③其他发电机的功率因数可按 0.8～0.85 选择。

发电机吸收无功电力的能力：①新装机组均应具备在有功功率为额定值时，功率因数进相 0.95 运行的能力；②对已投入运行的发电机，应有计划地按系列进行典型的吸收无功电力能力试验，根据试验结果予以应用。

#### （二）改变变压器变比调压

以双绕组降压变压器为例，等值电路如图 9-6 所示，变压器阻抗归算至高压侧，则

$$U_2=\frac{U_2'}{k}=\frac{U_1-\Delta U}{k} \tag{9-25}$$

式中　$U_1$——高压侧电压，kV；

$U_2$——低压侧电压，kV；

$U_2'$——归算到高压侧的低压侧电压，kV；

$\Delta U$——变压器阻抗的电压损耗，与通过变压器的功率有关，kV；

$k$——变压器变比。

由式（9-25）可知，改变 $k$ 可实现低压侧电压调整。

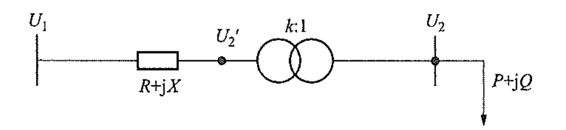



图 9-6　双绕组降压变压器等值电路图

在改变变压器变比调压时，一般按以下原则进行。

（1）在无功充足的系统中，应使系统电压保持在较高水平运行，以降低电能损失。

（2）电厂升压变压器的分接头一般放在较高位置以保证发电机有较大的无功出力。当调高变压器分接开关时，低压侧电压降低，此时，发电机由于稳定和保持机端电压正常的需要，将在自动励磁调节装置的作用下，增加无功输出。

（3）降压变压器的分接头选择应选取最大负荷及最小负荷两种方式，使二次侧母线电压均能保持在规定范围内。

（4）无励磁调压变压器在日高峰和低谷负荷方式下，其变压器抽头一般维持不变，有载调压变压器根据系统需要可作为备用电压调节手段。

（三）并联补偿无功设备调压

并联补偿无功设备通过改变无功功率进行调压。以线路末端装设并联电容器为例，装设并联电容器后 $Q_2$ 下降，则首末端电压降落纵分量减小、横分量增加（一般电压降落中纵分量起主要作用），$U_2$ 升高，实现电压调整，详见图 9-2 和式（9-3）。

（1）并联电容器。当负荷侧容性无功不足时，在负荷点装设低压并联电容器可提高电压。

（2）并联电抗器。当负荷侧容性无功过剩时，在负荷点装设低压并联电抗器可降低电压。

线路上确定新增的高压并联电抗器在防止过电压的同时，也可起到降低电压的作用。

（3）SVC/STATCOM。装设 SVC/STATCOM，可根据目标电压及设备容量控制其无功输出起到调压作用。

变电站内低压并联无功补偿设备以及可投切的高压并联电抗器应根据系统调压需要投入或退出运行。静止无功补偿器一般作为紧急无功备用，主要应用于电压大幅变化时的紧急无功支撑。

（四）串联电容器改变网络参数调压

串联电容器后，等效降低线路电抗 $X$，则首末端电压降落纵分量、横分量均减小，$U_2$ 升高，实现电压调整，详见图 9-2 和式（9-3）。

在负荷波动大、负荷功率因数较低的配电线路上，装设串联电容器可通过改变网络参数起到调压作用，效果一般优于并联电容调压。但当负荷功率因数高于 0.95 时效果已不明显，且补偿度较高时可能引起电机自励磁等现象。

（五）利用同步调相机调压

同步调相机实质上是在过励磁（进相）或欠励磁（滞相）状态下运行的空载同步电动机，其调压原理与同步发电机类似，但调节无功功率的能力比同步发电机强，能够为系统提供无级连续调节的容性和感性无功功率，保证电网电压水平。同步调相机的额定容量是指过励磁时的额定无功功率（容性），感性运行的最大容量一般为容性的 50%～65%。

同步调相机一般装设自动调节励磁装置，能通过调节励磁电流自动地调节无功功率的输出大小，运行灵活，且短时过负荷能力较强。当机端电压在额定电压的 95%～105%范围内时，同步调相机可提供额定容量；系统故障时，投入强行励磁增加容性无功出力，有助于提高母线的故障电压。

（六）改变运行方式调压

改变运行方式，如投入或切除变压器或线路以改变系统的无功损耗，也可起到调压作用。

## 三、调相调压计算

调相调压计算的主要目的是结合无功平衡计算，确定新增无功补偿设备的型式、容量及安装地点，选择变压器的调压方式。调相调压计算内容一般包括：

（1）无功配置适应性分析。对初步拟订的无功配置方案进行校验分析，验证方案在典型大方式和小方式下的适应性。检查典型无功补偿装置投切状态下，正常及 $N$–1 方式各电压等级母线电压是否符合 DL/T 1773—2017《电力系统电压和无功电力技术导则》及相关调度运行管理规程的规定。若符合，则拟订方案可行；若不符合，须对无功配置方案进行调整并重新进行调相调压校验。

（2）变压器调压方式选择。结合通用设计、通用设备及周边电网实际运行情况，初步拟订几种变压器的调压方式，通过调相调压计算确定推荐方案，包括有载或无励磁、调压范围、分接头挡位数及安装位置。电厂升压变选择时，还应注意发电机组功率因数运行范围的合理性。

# 第六节　潮流计算基础条件和结果分析

## 一、潮流计算基础条件

潮流计算结果与电源装机、负荷水平、电网结构、运行方式等密切相关，潮流计算前应根据计算目的确定水平年、拟订运行方式、进行网络简化等值和基础数据整理。

（一）运行方式拟订

电力系统是由发电、输电、配电和用电等环节组成的电能生产与消费系统，具有实时性、动态性等特征，运行方式经常发生变化。潮流计算前，应根据计算分析的目的，针对系统运行中实际可能出现的不利情况，确定运行方式。应从正常方式、事故后方式、特殊方式三种运行方式中分别选择可能出现的对系统安全稳定不利的情况，进行潮流计算分析。具体可参考 DL/T 1234—2013《电力系统安全稳定计算技术规范》。

（1）正常方式。包括计划检修方式和按照负荷曲线以及季节性变化出现的水电大发、火电大发、风电最大同时出力、最大或最小负荷、最小开机和抽水蓄能运行工况等可能出现的运行方式。

（2）事故后方式。电力系统事故清除后，在恢复到正常运行方式前所出现的短期稳态运行方式。

（3）特殊方式。包括节假日运行方式、主干线路、变压器或其他系统重要元件、设备计划外检修和设备启动等，电网主要安全稳定控制装置退出，以及其他对系统安全稳定运行影响较为严重的方式。

（二）网络简化等值

根据计算分析的目的和要求，必要时可对外部电网等值简化或对所研究电网的低压网络进行合理简化。

电力系统网络接线的简化原则：

（1）研究网络简化前后各主要线路和输电断面的潮流、电压分布基本不变；

（2）研究网络原则上应保留 220kV 及以上电压的网络接线（可根据需要保留 110kV 及以下电压网络），负荷宜挂在最低一级电压等级的变压器的负荷侧，低压电磁环网线路原则上应保留；

（3）被简化的低压网络中的小电源，原则上可与本地负荷抵消，对系统特性影响较大的小电源可根据需要予以保留。

互联网外部系统等值的原则：可根据研究目的，对所研究系统的外部系统进行适当等值。应保持等值前后联络线潮流和电压分布不变，所研究系统稳定特性和稳定水平基本保持不变。

（三）基础数据整理

在拟订运行方式、进行网络简化等值的基础上对所需基础数据进行整理，具体如下：

（1）发电数据：①电厂开机容量、台数及运行出力；②厂用电；③机组无功出力范围；④电厂升压变压器额定容量、台数及相关参数；⑤电厂无功补偿装置配置容量、型式、安装位置及分组情况（含同步调相机）。

（2）电网数据：①电力系统接线；②变电站变压器额定容量、台数及相关参数；③输电线路型号、额定电压、长期允许电流及功率、长度、单位长度正序电阻、电抗、导纳、同塔长度；④无功补偿装置配置容量、型式、安装位置及分组情况（包括线路高压并联电抗器、母线高压并联电抗器、主变压器低压电容、低压电抗、串联补偿、动态无功补偿装置等）；⑤直流换流站换流变压器额定容量、台数、网侧绕组额定电压、网侧绕组额定电压分接范围、阀侧绕组额定电压、绕组联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流、短路阻抗，滤波器容量及分组；直流输电线路型号、额定电压、长期允许电流及功率、长度、单位长度电阻、电感、电容、触发角、关断角。

（3）负荷数据：①变电站最大供电负荷（有功、无功）及分配；②负荷特性曲线及指标。

对于其他新型柔性交直流输电型式，可根据实际性能需要进行准备。

计算分析中应使用合理的参数，以保证仿真计算的准确度。对于已完成参数实测的元件，应采用实测参数；对于已投产但尚未完成参数实测或尚未投产的元件，应采用制造厂家提供的出厂参数，或参照经过实测的同类型设备，选用合理的参数。在系统设计、生产运行和试验研究的计算分析中，应保证所采用参数的准确性和一致性，在规划设计阶段的计算分析中对现有系统以外部分可采用典型参数。

（四）潮流计算注意事项

（1）潮流计算是电力平衡的延伸，应以电力平衡方式及结果为基础。

（2）潮流计算随计算性质不同而有不同的要求，如长距离输电、区域性网路、城市配电网等都有不同的要求，应根据所研究的运行方式，考虑电厂的开停机计划、负荷曲线、网络结构、送受电计划、设备检修计划等实际情况，安排潮流计算方式。

（3）应结合实际负荷的需要调整开机方式，考虑可能出现的不利情况，安排潮流计算方式。

（4）负荷的有功功率和无功功率应符合实际。要加强对实际负荷的分析，在计算中体现运行中可能出现的不利情况。负荷的功率因数应根据实际情况进行核实。

（5）机组的无功出力要按实际的最大、最小能力来考虑，按照机组实际的 *PQ* 曲线设置无功上下限，当无功达到限值时应自动转换为 PQ 节点。在系统低谷期间如需要发电机(同步调相机)吸收无功功率时，按制造厂规定或实际试验结果，以及实际运行可达到的进相程度确定机组吸收无功功率的上限值。

（6）宜选取系统中大容量调频机组作为平衡机。平衡机的有功功率及无功功率不应超出正常范围。

（7）由于风电、光伏出力的随机性，潮流计算中

应考虑实际可能出现的不利情况，包括常规机组出力及调峰约束、通道输电能力约束、潮流较大规模窜动带来的无功电压问题。如送端系统小负荷时风电大发，受端系统大负荷时风电、光伏小发等。

潮流计算是电气计算的基础，为暂态稳定计算提供初始运行方式，为保证暂态稳定计算的准确性，潮流计算还应注意如下事项。

1）有功旋转备用和无功储备应满足 DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》的要求，宜按 2%～5%的实际负荷确定有功旋转备用。在满足旋转备用容量的基础上应少开机组，特别是不留空转机组。为考虑最严重情况，在研究送端系统输电能力时，送端系统可不考虑旋转备用；在研究受端系统失去大电源时，应考虑送端系统实际可能的旋转备用。

2）厂用电应按负荷考虑，不宜直接在发电出力中扣除。

## 二、潮流计算结果分析

潮流分析内容一般包括：

（1）潮流图及表格。潮流图上标示或文字说明线路潮流、主要节点电压、主要电厂出力、各分区的计算出力和负荷。对于所关注的变压器，应说明变压器的负载功率。调整后的运行方式应说明相对于基本运行方式的调整内容。便于对比分析，可以表格形式对各运行方式计算结果进行归纳总结，着重标注线路、变压器过负荷（或临界）和节点电压越限（或临界）情况。

（2）潮流分布分析。分析典型大方式和小方式全网潮流分布是否合理，评估网络电能损耗。对重要输电通道潮流进行分析，评估其与通道输电约束、送受电计划的符合性。

（3）电压水平分析。分析典型大方式和小方式无功分布情况，评估其与无功分层分区就地平衡原则的符合性，检查正常方式下各电压等级母线电压是否符合 DL/T 1773—2017《电力系统电压和无功电力技术导则》及相关调度运行管理规程的规定。

（4）*N*–1 静态安全分析。根据 *N*–1 原则，逐个无故障断开线路、变压器、直流单极等单一元件，检查其他元件是否因此过负荷和电网电压水平是否符合要求，以检验电网结构强度和运行方式是否满足安全运行和可靠供电的要求。*N*–1 方式的选取可结合正常方式潮流确定，通常考虑电磁环网中高电压线路故障、重负荷变电站主变压器故障、重要输电通道故障、直流闭锁等方式。线路长期允许输送功率应考虑环境温度的影响，变压器可根据实际情况酌情考虑过负荷能力。

（5）对于变电站内母线检修方式，应根据站内主接线图进行计算分析。

（6）网损差值计算。用于计算电能损失费，影响多方案经济比较结果。

运行方式分析阶段，如果潮流计算结果不能满足安全运行的要求，则应通过调节机组出力、投退无功补偿装置、调整负荷大小及其功率因数等方法使之满足要求，并将所进行的调整作为该方式运行的必要条件提出。电力系统规划设计阶段，潮流调整控制的常用方法包括运行方式调整（改变机组开机出力方式等）、网架结构调整（网架加强、电磁环网解列等）、加装无功补偿装置（串联补偿—串联电容、电抗等，并联补偿—并联电容、电抗等）、元件参数调整（新型导线等）、调整变压器分接头位置、调整发电机机端电压等。

# 第十章

# 稳 定 计 算

## 第一节 电力系统稳定性分类和稳定计算目的

### 一、电力系统稳定性分类

电力系统稳定性是指电力系统受到扰动后保持稳定运行的能力。根据电力系统失稳的物理特征、受扰动的大小以及研究稳定问题应考虑的设备、过程和时间框架，电力系统稳定可分为功角稳定、频率稳定和电压稳定三大类以及若干子类，如图 10-1 所示。

（一）功角稳定

功角稳定也叫同步稳定性，是指同步互联电力系统中的同步发电机受到扰动后保持同步运行的能力。电力系统正常运行的重要标志就是系统中的所有同步发电机均同步运行（即角速度相同），如果发电机组间失去同步，系统的电压、电流和功率等状态量就会大幅度地、周期性地振荡变化，最终导致系统不能向负荷正常提供电力。功角失稳由同步转矩或阻尼转矩不足引起，同步转矩不足会导致非周期性失稳，而阻尼转矩不足会导致振荡失稳。

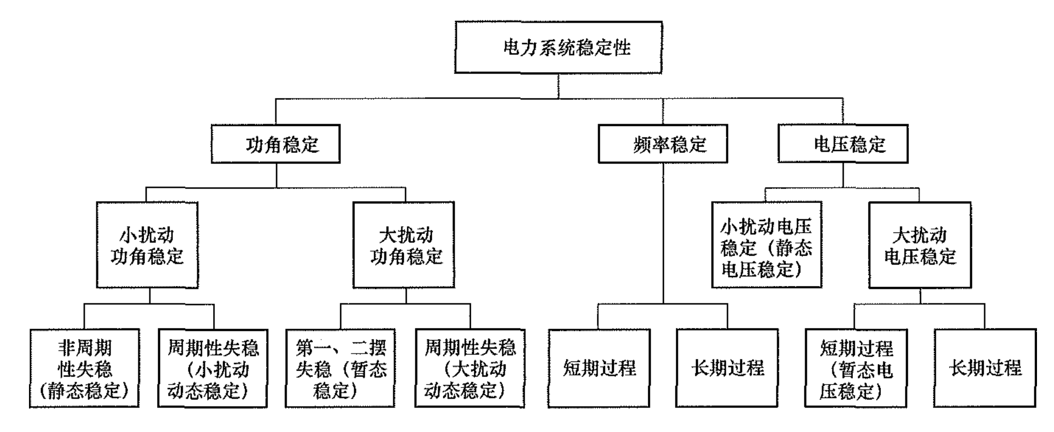



图 10-1 电力系统稳定性分类

根据扰动的大小和性质将功角稳定分为小扰动功角稳定、大扰动功角稳定。小扰动功角稳定分为静态功角稳定和小扰动动态稳定；大扰动功角稳定分为暂态稳定和大扰动动态稳定。

（1）小扰动功角稳定。是指电力系统遭受小扰动后保持同步运行的能力，它由系统的初始运行状态决定。小扰动功角失稳可表现为转子同步转矩不足引起的非周期失稳以及阻尼转矩不足造成的转子增幅振荡失稳。小扰动功角稳定分为静态功角稳定和小扰动动态稳定。

1）静态功角稳定。是指电力系统受到小扰动后，不发生非周期性失步，自动恢复到初始运行状态的能力。所谓小扰动，是指由于负荷正常波动、功率及潮流控制、变压器分接头调整和联络线功率自然波动等引起的扰动，简称静态稳定，是小扰动功角稳定的一种形式。

2）小扰动动态稳定。是指电力系统受到小的扰动后，在自动调节和控制装置的作用下，不发生发散振荡或持续的振荡，保持同步运行的能力，它由系统的初始运行状态决定。小扰动动态稳定可表现为转子同步转矩不足引起的阻尼转矩不足造成的转子增幅振荡失稳。振荡失稳分为本地模式振荡和互联模式振荡两种情形。

（2）大扰动功角稳定。是指电力系统遭受严重故障时保持同步运行的能力，它由系统的初始运行状态和受扰动的严重程度共同决定。大扰动功角稳定分为

暂态稳定和大扰动动态稳定。大扰动功角失稳也表现为非周期失稳和振荡失稳两种形式。

1）暂态稳定。是指电力系统受到大扰动后，各同步电机保持同步运行并过渡到新的或恢复到原来稳态运行方式的能力。所谓大扰动，是指系统元件短路、断路器投切、大容量机组突然退出等引起的扰动。暂态稳定通常指保持第一、第二摇摆不失步的功角稳定，是大扰动功角稳定的一种形式。

2）大扰动动态稳定。是指电力系统受到大扰动后，在自动调节和控制装置的作用下，保持较长过程的功角稳定性的能力。通常指电力系统受扰动后不发生发散振荡或持续的振荡，是大扰动功角稳定的另一种形式。

（二）频率稳定

是指电力系统受到严重扰动后，发电和负荷需求出现大的不平衡情况下，系统频率能够保持或恢复到允许的范围内、不发生频率崩溃的能力。频率稳定分为短期频率稳定和长期频率稳定。

频率稳定与系统维持和恢复发电功率及负荷功率平衡、尽可能减小停电范围的能力有关。频率不稳定表现为系统频率的持续波动，并且会导致切机、切负荷。

频率稳定问题所研究的动态过程持续时间与涉及的过程控制和保护设备的响应特性有关，低频减载和发电机控制与保护动作只需要几百毫秒，原动机及其能量系统过程控制和负荷电压调节器控制则通常需要几分钟。

系统出现大功率缺额或系统解列成为孤岛系统时出现大的功率不平衡时，需要进行频率稳定计算。频率稳定计算可采用时域仿真程序，计算中应考虑可能出现的最大功率不平衡，系统解列成几个部分运行时，还必须考虑解列后各子系统可能发生的最大功率缺额或功率过剩。如系统中最大的（或几个）发电机组切除、系统联络线断开、远距离输电线路断开、直流闭锁等。

频率稳定的判据是系统频率能迅速恢复到额定频率附近继续运行，不发生频率崩溃，也不使事件后的系统频率长期悬浮于某一过高或过低的数值。

（1）在任何情况下的频率下降过程中，应保证系统低频值与所经历的时间，能与运行中机组的低频保护和电网间联络线的低频解列保护相配合，频率下降的最低值还应大于核电厂冷却介质低频保护的整定值，以及满足直流系统对频率的要求，并留有一定的裕度。

（2）自动低频减负荷装置动作后，系统稳态频率应能恢复到正常水平。如果系统频率长时间悬浮在低于 49Hz 的水平，则应考虑长延时特殊轮的配置和动作情况。

（3）孤岛系统频率升高或因切负荷引起恢复时的频率过调，其最大值不应超过 51.0Hz，并应与运行中机组的过频率保护、高频切机等相协调，且留有一定裕度。

（三）电压稳定

是指电力系统受到小的或大的扰动后，系统电压能够保持或恢复到允许的范围内，不发生电压崩溃的能力。根据扰动的大小，电压稳定分为小扰动电压稳定和大扰动电压稳定两种。

（1）小扰动电压稳定是指电力系统受到诸如负荷增加等小扰动后，系统所有母线维持稳定电压的能力，也称为静态电压稳定。

（2）大扰动电压稳定是指电力系统遭受大扰动如系统故障、失去发电机或线路之后，系统所有母线保持稳定电压的能力。

## 二、稳定计算的目的

稳定计算的目的是通过对电力系统进行详细的仿真计算和分析研究，确定系统稳定问题的主要特征和稳定水平，提出提高系统稳定水平的措施和保证系统安全稳定运行的控制策略，用以指导电网规划、设计、建设、生产运行以及科研、试验中的相关工作。

规划阶段，稳定计算应根据系统的具体情况和要求对静态稳定、暂态稳定、动态稳定和电压稳定等进行计算分析，并研究系统的基本稳定特性，检验电网的安全稳定水平，优化电网规划方案，提出保证系统安全稳定运行的控制策略和提高系统稳定水平的措施。

静态稳定计算的目的是采用相应的判据确定电力系统各个运行点的静态稳定性，在给定运行方式下求取静态输送功率极限和静稳定储备，校验静稳定储备是否满足要求。对于大型电源送出线、联系薄弱的电网联络线、大受端系统、网络中的薄弱断面等需要进行静态稳定分析。

暂态稳定计算的目的是在规定的运行方式和故障形态下，对系统的暂态稳定性进行校验，研究保证电网安全稳定的控制策略，并对继电保护和自动装置以及各种安全稳定措施提出相应要求。

动态稳定计算的目的是在规定的运行方式和扰动形态下，对系统的动态稳定性进行校验，确定系统中是否存在负阻尼或弱阻尼振荡模式，并对系统中敏感断面的潮流控制、提高系统阻尼特性的措施、并网机组励磁及其附加控制系统和调速系统的配置和参数优化以及各种安全稳定措施提出相应的要求。

电压稳定计算的目的是在规定的运行方式和故障形态下，对系统的电压稳定性进行校验，并对系统电压稳定控制策略、低电压减负荷方案、无功补偿配置以及各种安全稳定措施提出相应的要求。

## 第二节　电力系统静态稳定计算

### 一、基本概念

静态稳定计算是分析、预测电力系统静态和动态稳定性的主要方法，在输电系统的规划设计中，通过静态稳定计算，确定输电线路的静态稳定功率极限和静态稳定储备系数，为输电系统的设计提供依据。对于大电源送出线、联系薄弱的电网联络线、大受端系统、网络中的薄弱断面等需要进行静态稳定分析。在实际运行的电力系统中，通过静态稳定计算，确定在静态稳定条件下输电线路可送出的最大功率；分析系统静态稳定破坏或产生低频振荡的原因；合理整理发电机励磁调节器、电力系统稳定器等自动装置的参数，从而提高系统阻尼性能。因此，静态稳定计算在电力系统规划和运行分析中占有重要位置。

### 二、静态稳定的计算方法

（一）实用算法

1. 静态稳定判据

本节中静态稳定计算主要指静态功角稳定计算，静态电压稳定计算参照第十章第四节。

静态功角稳定计算常用有功功率对功角的微分 $\mathrm{d}P/\mathrm{d}\delta$ 来判断系统的稳定性，是从系统有功功率储备的角度来检验系统稳定性的，$\mathrm{d}P/\mathrm{d}\delta$ 是根据单机无穷大母线电力系统非周期性静态稳定破坏的物理概念得出的判据。

应用 $\mathrm{d}P/\mathrm{d}\delta$ 实用判据的前提是：假定系统不会发生自发的周期性振荡失步，认为系统静态稳定破坏是非周期性的，不考虑原动机调节的作用，以暂态电抗 $X'_\mathrm{d}$ 及暂态电抗后电动势 $E'$ 或其在直轴上的投影 $E'_\mathrm{q}$ 恒定来近似考虑励磁调节的作用。

单机无穷大母线电力系统如图 10-2 所示。

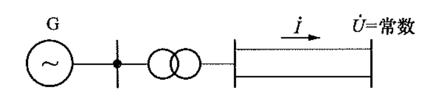



图 10-2　单机无穷大母线电力系统

发电机输入的功率为

$$P=\frac{EU}{X_{\mathrm{d}\Sigma}}\sin\delta \qquad (10\text{-}1)$$

式中　$E$——发电机内电动势，kV；

$U$——系统受端电压，kV；

$\delta$——$E$ 与 $U$ 之间的夹角，°；

$X_{\mathrm{d}\Sigma}$——发电机、变压器和线路电抗之和，即 $X_{\mathrm{d}\Sigma}=X_\mathrm{d}+X_\mathrm{T}+X_\mathrm{L}/2$，Ω；

$X_\mathrm{d}$——内阻抗，Ω；

$X_\mathrm{T}$——变压器短路阻抗，Ω；

$X_\mathrm{L}$——线路电抗，Ω。

式（10-1）所表示的单机无穷大母线电力系统功角特性曲线如图 10-3 所示。

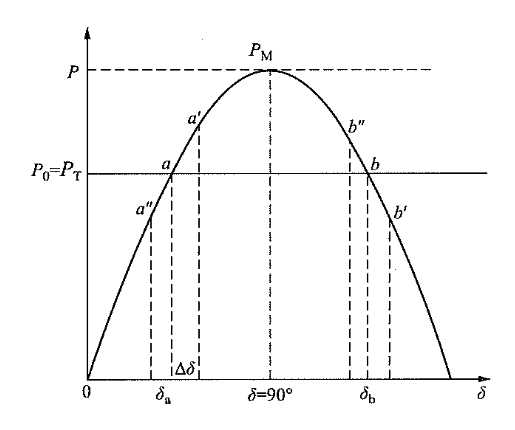



图 10-3　单机无穷大母线电力系统功角特性曲线

若某一正常给定运行方式下，发电机向无限大系统输送的功率为 $P_0$，忽略元件电阻损耗、风阻损耗以及机组的摩擦等损耗，则 $P_0$ 即与原动机输出的机械功率 $P_\mathrm{T}$ 相等。当输出 $P_0$ 时，可能有两个运行点 $a$ 和 $b$，分别对应两个功角 $\delta$ 值。

如果系统运行在 $a$ 点，此时系统中出现一个小的扰动量，使功角 $\delta$ 增加了一个微小增量 $\Delta\delta$，由于发电机的电磁功率可以突变，此时发电机输出的电磁功率达到图 10-3 中 $a'$的位置。此时，因为原动机的机械功率 $P_\mathrm{T}$ 不能突变，大小仍为 $P_0$，所以此时原动机的机械功率将小于发电机的电磁功率，即发电机转子过剩转矩为负值，发电机转子将逐渐减速，导致功角 $\delta$ 变小。考虑整个扰动过程中存在阻尼作用，所以发电机功角在经过一个小的振荡后又回到 $a$ 点运行。同理，当扰动使功角 $\delta$ 减小了一个微小量 $\Delta\delta$，发电机功角在经过一系列微小振荡后还是会回到 $a$ 点。所以当系统运行在 $a$ 点时系统是静态稳定的。

当系统运行在 $b$ 点时，情况则完全不一样，如果扰动使功角增大，假设对应图中的 $b'$点，则原动机的机械功率大于发电机的电磁功率，发电机转子过剩的转矩为正，功角必将进一步增大；而功角的增大必将使电磁功率进一步减小，如此恶性循环下去，功角不断加大，运行点无法再回到 $b$ 点。系统功角的不断增大表明机组与系统之间发生非周期性的失步，系统各

元件中的电流、电压及功率都将大幅度振荡，系统无法正常稳定运行，最终导致系统失稳；而对于负增量 $\Delta\delta$，情况又将不同，系统会经过一系列振荡，在 $a$ 点抵达新的平衡，运行点也无法回到 $b$ 点。所以，对于 $b$ 点而言，在受到小扰动后，不是转移到运行点 $a$ 就是与系统失去同步，所以运行在 $b$ 点时系统不稳定。

对于单机无穷大母线电力系统，$dP/d\delta>0$ 可作为静态稳定判据，在 $\delta=90°$ 时，$dP/d\delta=0$，系统处于静态稳定的临界点，即静态稳定极限。

通常电力系统运行在低于静态稳定极限的状态并保有一定储备。

静态稳定储备系数为

$$K_p\%=\frac{P_M-P_n}{P_n}\times100\% \tag{10-2}$$

式中　$K_p\%$——静态稳定储备系数；

$P_M$——极限功率，MW；

$P_n$——正常运行方式下的输送功率，MW。

通常，在正常运行方式下，对不同的电力系统，按功角判据计算的静态功角稳定储备系数应为15%～20%；在事故后运行方式下，静态储备系数不应低于10%。在水电大发期间的水电厂送出线路或次要输电线路，在下列情况下允许只按静态稳定储备送电，但应有防止事故扩大的相应措施：

（1）如发生稳定破坏但不影响主系统的稳定运行时，允许只按正常静态稳定储备送电；

（2）在事故后运行方式下，允许只按事故后静态稳定储备送电。

2. 计算方法

在实际工程应用中，由于系统规模的不断增大，通常采用仿真计算程序来计算静态功角稳定。当用 $dP/d\delta$ 判据法判别静态稳定时，可逐步增加送端机组功率，并相应减少受端机组功率（或增大受端系统的负荷），最终得出输电断面（或输电通道）最大输送功率，该值即为静态功角稳定极限。计算过程中要注意系统的潮流分布符合实际运行情况，同时各节点电压和频率在正常运行范围内，否则得到的计算结果会失去对实际运行的指导意义。

（二）小干扰分析法

小干扰分析法也称为小振荡分析法，电力系统小干扰稳定性实质上是指系统在某一给定的稳定运行情况（即平衡点），在遭受微小扰动后的渐进稳定性，其基本分析方法和步骤可以归纳为：

（1）计算给定稳态运行情况下各变量的取值，即求出对应于干扰运动的平衡点；

（2）在描述系统动态过程的数学模型中，将微分方程和代数方程在稳态值（平衡点）附近线性化，得出一组线性微分方程和代数方程，然后消去其中的代数变量，从而得出一组纯微分方程；

（3）形成特征矩阵，并根据其特征值的性质判断系统的静态稳定性，静态稳定性最终由状态矩阵的所有特征值决定，判据是没有正实数特征值。

形成特征矩阵 $\boldsymbol{A}$，设矩阵 $\boldsymbol{A}$ 的第 $i$ 对特征值为 $\lambda_i$，线性微分方程组的特征方程式为 $|\boldsymbol{A}-\lambda\boldsymbol{I}|=0$（$\boldsymbol{I}$ 为 $n$ 阶单位矩阵），如果特征方程所有特征值 $\lambda_1$、$\lambda_2\cdots\lambda_n$ 都具有负的实部，则系统是稳定的。如果特征方程所有特征值中至少有一个值具有正的实部，则系统是不稳定的。如果特征方程所有特征值中出现一个0根或纯虚根，其余都具有负的实部，则系统处于临界状态，即稳定极限运行状态。

现举例说明阻尼比的计算过程。

对于特征值 $\lambda_i=\alpha_i\pm j\omega_i$，有

$$\zeta_i=\frac{-\alpha_i}{\sqrt{\alpha_i^2+\omega_i^2}} \tag{10-3}$$

式中　$\alpha_i$——衰减系数，1/s；

$\omega_i$——振荡角频率，rad/s；

$\zeta_i$——阻尼比。

当 $\alpha_i>0$ 时，$\zeta_i<0$，则第 $i$ 个机电振荡模式的阻尼为负，系统是失稳的；当 $\alpha_i=0$ 时，$\zeta_i=0$，系统处于临界状态，也属于不稳定的范围；当 $\alpha_i<0$ 时，$\zeta_i>0$，则第 $i$ 个机电振荡模式的阻尼为正，系统是稳定的，随着 $\zeta_i$ 的增大，阻尼越大，系统稳定性越好。

计算静态稳定极限时，拟订出从正常运行方式过渡到极限运行方式的过渡方案，然后使运行方式逐步加重，并对每个过渡运行方式应用小干扰分析法判断其静态稳定性，一直到某一运行方式不稳定为止，从而求得静态稳定极限。

在应用小干扰分析法计算静态稳定时，一般负荷用恒定阻抗代表，发电机用恒定暂态电动势和暂态阻抗代表。当校验重要主干输电线路的输送功率时，要考虑负荷的静态特性，对弱联的联络线两端容易受频率波动影响的负荷，还要考虑其频率特性。

## 第三节　暂态稳定和动态稳定计算

### 一、暂态稳定计算

（一）暂态稳定基本概念

电力系统遭受大扰动后，引起系统网络结构或参数变化，使系统潮流和各发电机组的输出功率也随之变化，从而破坏发电机的功率平衡，在发电机组轴上

产生不平衡转矩，使他们开始加速或减速。通常，扰动引起的各发电机转速变化并不相同，使得各发电机组转子间的相对角度发生变化，从而引起电力网络各节点电压发生变化，使得网络中各负荷节点的负荷发生变化，进一步又反过来影响各发电机的输出功率，从而使各发电机的功率、转速和转子相对角度继续发生变化。电力系统暂态稳定就是研究系统在某一运行方式下，遭受大扰动后，并联运行的同步发电机间能否保持同步运行、负荷能否正常运行的问题。在各种大扰动中，以短路故障最为严重，所以通常都以此来检验系统的暂态稳定性。

由于扰动后系统的暂态过程非常复杂，为了简化电力系统暂态稳定的计算，同时又要抓住问题的主要方面，在计算中一般采用以下简化：

（1）忽略发电机定子绕组和电力网中电磁暂态过程的影响，只考虑交流系统中基波分量电压、电流和功率以及发电机转子绕组中非周期分量的变化。这样交流电力网中各元件的数学模型可以简单地用基波阻抗电路来描述，电力网络可用代数方程表述。

（2）在不对称故障或非全相运行期间，略去发电机定子回路基波负序分量电压、电流对电磁转矩的影响。至于基波零序分量电流，由于一般不能流过定子绕组，故无须考虑。因此，在发生不对称故障时，电力网可用正序增广网络表示。

除了以上简化外，根据对稳定计算的不同精度要求，对系统主要元件的数学模型可采取以下不同程度的简化：

（1）发电机采用$E'_q$恒定或$E'$恒定模型。由于受到大扰动时发电机励磁绕组的磁链不会突变，与其成正比的$E'_q$也不会突变，且在短时间内衰减很小，而且在励磁调节器的作用下，可近似地认为$E'_q$在暂态过程中保持不变。由于$E'$与$E'_q$差别不大且变化规律相同，在实用计算中，可以进一步假定$E'$恒定。$E'$、$x'_q$模型是隐极机模型，它避免了计算中的发电机运行参数的d-q轴分解，使计算量显著减少。但必须注意，这种近似的模型有时会带来较大的误差。

（2）假定原动机输入机械功率恒定。由于调速器惯性大，在短过程的暂态稳定计算中，可近似地认为调速器不动作，从而可假定机械功率保持不变。

（3）负荷以恒定阻抗表示。不同的负荷模型对暂态稳定的计算结果影响显著，恒阻抗负荷模型可减少暂态稳定的计算量，但通常会使计算结果偏于乐观。

（二）暂态稳定计算方法

1. 等面积定则法

简单系统在不同运行情况下的等值电路如图10-4所示。

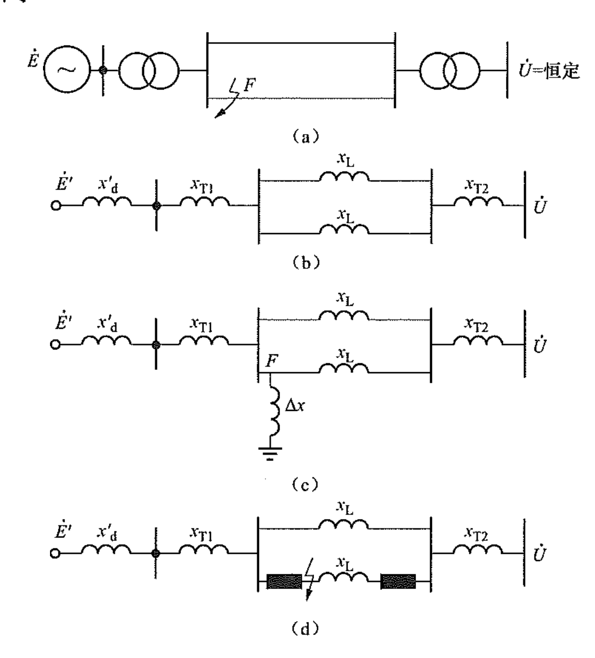



图10-4 简单系统在不同运行情况下的等值电路
（a）不对称故障示意；（b）正常运行方式；（c）故障方式；（d）故障后方式

简单系统在不同运行方式下的功角特性曲线如图10-5所示，正常方式发电机输出的电磁功率为$P_{\mathrm{I}}$；故障情况下，发电机向系统输出的电磁功率为$P_{\mathrm{II}}$；在故障发生后的$t_c$时刻，继电保护装置断开故障线路两端的断路器，这时发电机向系统输出的电磁功率为$P_{\mathrm{III}}$。$P_{\mathrm{I}}$、$P_{\mathrm{II}}$、$P_{\mathrm{III}}$的表达式见式（10-4）～式（10-6）。正常运行时发电机运行于曲线$P_{\mathrm{I}}$与原动机功率$P_T$的交点为$a$，发电机功率为$P_0$，对应的角度为$\delta_0$。发生故障瞬间，发电机运行在曲线$P_{\mathrm{II}}$与$\delta=\delta_0$的交点$b$上，发电机在过剩转矩的作用下开始加速，角度增大到$c$点时，继电保护动作切除故障线路，发电机运行在曲线$P_{\mathrm{III}}$与$\delta=\delta_c$的交点$e$上，发电机在制动转矩的作用下开始减速，但是由于$\omega_c>\omega_0$，$\delta$继续增大到$f$点。

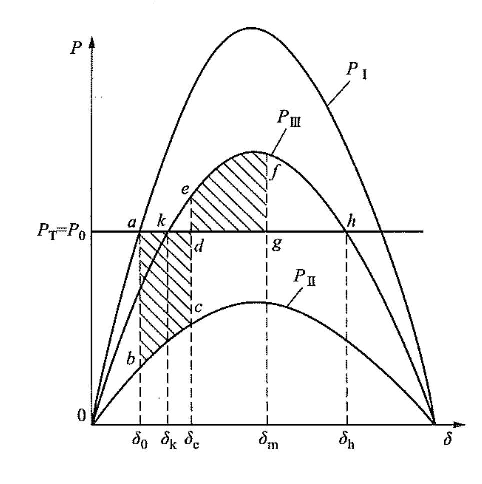



图10-5 简单系统在不同运行方式下的功角特性曲线

$$P_{\mathrm{I}}=\frac{E'U}{x_{\mathrm{I}}}\sin\delta=P_{\mathrm{I\,m}}\sin\delta \qquad (10\text{-}4)$$

$$P_{\mathrm{II}}=\frac{E'U}{x_{\mathrm{II}}}\sin\delta=P_{\mathrm{II\,m}}\sin\delta \qquad (10\text{-}5)$$

$$P_{\mathrm{III}}=\frac{E'U}{x_{\mathrm{III}}}\sin\delta=P_{\mathrm{III}}\sin\delta \qquad (10\text{-}6)$$

式中　$E'$——发电机恒定模型，kV；

$x_{\mathrm{I}}$，$x_{\mathrm{II}}$，$x_{\mathrm{III}}$——分别为正常方式、故障时及故障后电抗，Ω；

$U$——母线电压，kV；

$\delta$——$E'$与$U$之间的夹角，(°)。

转子由$\delta_0$到$\delta_c$变化时，过剩转矩做功为

$$A_{\mathrm{a}}=\int_{\delta_0}^{\delta_c}\Delta M_{\mathrm{a}}\mathrm{d}\delta=\int_{\delta_0}^{\delta_c}\frac{\Delta P_{\mathrm{a}}}{\omega}\mathrm{d}\delta \qquad (10\text{-}7)$$

设$\omega=\omega_0=1$，此时曲线abcda的面积$A_{\mathrm{a}}$称为加速面积，为

$$A_{\mathrm{a}}=\int_{\delta_0}^{\delta_c}\Delta P_{\mathrm{a}}\mathrm{d}\delta=\int_{\delta_0}^{\delta_c}(P_{\mathrm{T}}-P_{\mathrm{II}})\mathrm{d}\delta=\int_{\delta_0}^{\delta_c}P_{\mathrm{T}}\mathrm{d}\delta-\int_{\delta_0}^{\delta_c}P_{\mathrm{II}}\mathrm{d}\delta \qquad (10\text{-}8)$$

加速面积表示转子在加速期间储存的动能。

转子由$\delta_c$到$\delta_{max}$变化时，过剩转矩做功为

$$A_{\mathrm{a}}=\int_{\delta_c}^{\delta_{max}}\Delta P_{\mathrm{a}}\mathrm{d}\delta=\int_{\delta c}^{\delta_{max}}(P_{\mathrm{III}}-P_{\mathrm{T}})\mathrm{d}\delta=\int_{\delta_c}^{\delta_{max}}P_{\mathrm{III}}\mathrm{d}\delta-\int_{\delta_c}^{\delta_{max}}P_{\mathrm{T}}\mathrm{d}\delta \qquad (10\text{-}9)$$

曲线edgfe组成的图形面积称为减速面积，即转子在减速期间所释放的动能。

当加速面积和减速面积相等时，发电机摇摆角最大，此时发电机恢复到同步转速，随后，发电机的角度开始减小。

利用等面积定则能够确定极限故障切除角$\delta_{\mathrm{cm}}$为

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{\mathrm{cm}}}(P_{\mathrm{T}}-P_{\mathrm{II}})\mathrm{d}\delta=\int_{\delta_{\mathrm{cm}}}^{\delta_{\mathrm{h}}}(P_{\mathrm{III}}-P_{\mathrm{T}})\mathrm{d}\delta \qquad (10\text{-}10)$$

$$\delta_{\mathrm{cm}}=\arccos\frac{P_{\mathrm{T}}(\delta_{\mathrm{h}}-\delta_0)+P_{\mathrm{IIIm}}\cos\delta_{\mathrm{h}}-P_{\mathrm{IIm}}\cos\delta_0}{P_{\mathrm{IIm}}-P_{\mathrm{IIm}}} \qquad (10\text{-}11)$$

式（10-10）和式（10-11）中$P_{\mathrm{IIIm}}$和$P_{\mathrm{IIm}}$是曲线$P_{\mathrm{III}}$和$P_{\mathrm{II}}$的最大值，从故障发生时刻开始到极限切除角$\delta_{\mathrm{cm}}$的时间就是极限故障切除时间，即实际故障切除时间小于极限故障切除时间$t_{\mathrm{cm}}$时，系统可以保持稳定运行。

2. 数值分析方法

大型电力系统暂态稳定性的数值分析方法步骤如下：

（1）确定电力系统数学模型；

（2）进行初值计算；

（3）用逐步积分法求解数值解；

（4）用摇摆曲线判断系统的暂态稳定性。

3. 直接法

电力系统暂态稳定性分析的直接法是一种不需要逐步求解系统微分方程的暂态能量法，是李雅普诺夫第二法或直接法的一种特例，能量函数是一种可能的李雅普诺夫函数。该方法不通过系统的运动轨迹判别其稳定性，而是从系统的能量及其转化的角度去判别其稳定性，因此可快速地进行系统稳定性分析。其研究主要集中在用不同的方法建立判别电力系统稳定性的李雅普诺夫函数和求取小稳定平衡点（unstable equilibrium point，UEP）的方法上，目前应用较多的有不稳定平衡点UEP法、势能界面（potential energy boundary surface，PEBS）法和扩展等面积法（extended equal area criteria，EEAC）三种。

### （三）暂态稳定的判据

在规划工作中，暂态稳定计算一般采用基于数值积分的时域仿真程序的数值分析方法。进行暂态稳定仿真计算时，各类元件采用详细模型参数，即发电机采用次暂态电动势变化的详细模型、考虑同步电机的励磁调节系统和调速系统、考虑系统中各类调节控制系统的动作特性及负荷的电压和频率特性。

功角暂态稳定判据是，电网遭受每一次大扰动后，引起电力系统各机组之间功角相对增大，在经过第一、第二摇摆后不失步。

在分析暂态和动态稳定计算的相对角度摇摆曲线时，遇到如下情况，应认为主系统是稳定的。

（1）多机复杂系统在摇摆过程中，任两机组间的相对角度达到180°或更大，但仍能恢复到同步衰减而逐渐稳定。

（2）在系统振荡过程中，只是个别小机组或终端地区小电源失去稳定，而主系统和大机组不失稳，这时若自动解列失稳的小机组或终端地区小电源，仍然认为主系统是稳定的。

（3）受端系统的中、小型同步调相机失去稳定，而系统中各主要机组之间不失去稳定，则应认为主系统是稳定的。对调相机则可根据失稳时调相机出口的最低电压（振荡时电压的最低值）处理。如该电压过低，调相机不易再同步，应采取解列措施；如该电压较高，则调相机可能对系统再同步成功。

## 二、动态稳定计算

### （一）动态稳定基本概念

动态稳定是指电力系统受到小的或大的干扰后，在自动调节和控制装置的作用下，保持长过程的运行稳定性的能力。通常指电力系统受扰动后不发生发散振荡或持续振荡。动态稳定的过程可能持续数十秒至几分钟。

动态稳定可分为小扰动动态稳定和大扰动动态稳

定。小扰动动态稳定是指扰动量足够小，系统可用线性化状态方程描述的动态稳定过程。大扰动动态稳定是指扰动量大到系统必须用非线性方程来描述的动态稳定过程。

动态稳定计算分析的目的是在规定的运行方式和故障形态（包括小扰动和大扰动）下，对系统的动态稳定性进行校验，确定系统中是否存在负阻尼或弱阻尼振荡模式，在低阻尼电力系统中，阻尼限制因素所决定的线路传输容量极限通常比静态稳定极限低。系统振荡特性与系统网络结构、系统运行方式及发电机励磁控制系统有关，在一定的系统结构条件下，为防止运行方式变化时产生低频振荡，可采用发电机附加励磁来改善系统阻尼特性，即在阻尼性能差的机组上装设电力系统稳定器（PSS）。对多机系统低频振荡稳定性的最终解决，需要在各电力系统稳定器之间进行协调，以达到最佳效果。

动态稳定计算分析还需对系统中敏感断面的潮流控制、提高系统阻尼特性的措施、并网机组励磁及其附加控制系统和调速系统的配置和参数优化以及各种安全稳定措施提出相应的要求。

动态稳定性的判据是阻尼力矩系数或阻尼功率系数大于零，即 $\frac{dT}{d\omega}>0$ 或 $\frac{dP}{d\omega}>0$。$\frac{dT}{d\omega}>0$，系统是动态稳定的；$\frac{dT}{d\omega}<0$，系统是动态不稳定的；$\frac{dT}{d\omega}=0$，是临界状态，也应视为不稳定。

若出现下列情况则应进行长过程的动态稳定计算分析：

（1）系统中有大容量水轮发电机和汽轮发电机经较弱联系并列运行；

（2）采用快速励磁调节系统及快关气门等自动调节措施；

（3）有大功率周期性冲击负荷；

（4）电网经弱联系线路并列运行；

（5）分析系统事故有必要时。

（二）动态稳定计算方法

1. 小扰动动态稳定计算

小扰动动态稳定计算多采用基于电力系统线性化模型的特征值分析法，通常仿真计算软件中的小干扰分析模块，可用于分析小扰动情况下的动态稳定分析，输出结果为特征值、特征向量、阻尼等内容。依据动态稳定分析结果，可确定系统阻尼和振荡模式，并对敏感断面的潮流控制、提高系统阻尼特性、机组PSS 和调速系统的配置和参数设置及其他控制措施提出要求。

进行小扰动动态稳定计算时，系统受到扰动后的动态过程较长，发电机和负荷的调节特性显现出来，因此计算时间可选择 20s 及以上。进行动态稳定仿真计算时，各类元件采用详细模型参数，即发电机采用次暂态电动势变化的详细模型、考虑同步电机的励磁调节系统和调速系统、考虑系统中各类调节控制系统的动作特性及负荷的电压和频率特性。

（1）电力系统小扰动动态稳定计算分析的基本内容应包括：

1）系统特征值计算；

2）系统中主导振荡模式的阻尼比分析；

3）系统中负阻尼或弱阻尼振荡模式的模态分析（参与因子分析、特征向量分析、特征值灵敏度分析等）；

4）在模态分析的基础上，选定电力系统稳定器的配置方案；

5）选择电力系统稳定器的参数；

6）校核电力系统稳定器的阻尼效果。

（2）基于特征值的阻尼比计算。对于特征值 $\lambda_i=\alpha_i+j\omega_i$，则有

$$\zeta_i=\frac{-\alpha_i}{\sqrt{\alpha_i^2+\omega_i^2}} \tag{10-12}$$

式中 $\alpha_i$——衰减系数，1/s；

$\omega_i$——振荡角频率，rad/s；

$\zeta_i$——阻尼比。

（3）小扰动动态稳定性运行标准。动态稳定性的判据在频域解上表现为各个振荡模式的阻尼比大于零。为保证系统具有适宜的小扰动动态稳定性，系统阻尼比应达到以下标准：

1）在正常方式下，区域振荡模式以及与主要大电厂、大机组相关的振荡模式的阻尼比宜达到0.03以上；

2）故障后的特殊运行方式下，阻尼比应大于0.01。

2. 大扰动动态稳定计算

大扰动动态稳定计算一般采用基于数值积分的时域仿真方法。同样地，进行大扰动动态稳定仿真计算时，各类元件采用详细模型参数，即发电机采用次暂态电动势变化的详细模型、考虑同步电机的励磁调节系统和调速系统、考虑系统中各类调节控制系统的动作特性及负荷的电压和频率特性。

（1）大扰动动态稳定计算要求：

1）大扰动动态稳定的计算时间应达到10～15个振荡周期，根据功角摇摆曲线、有功功率振荡曲线和中枢点电压变化曲线可以确定系统的大扰动动态稳定性。

2）在其他稳定计算中发现有弱阻尼振荡趋势时，应进行大扰动动态稳定计算。

3）对未列入需进行暂态稳定计算的，但通过分析有可能造成功率大转移、形成局部弱联的故障，也

要进行大扰动动态稳定计算分析。

4） 基于时域仿真的阻尼比计算。正弦振荡曲线阻尼比的近似计算公式为

$$\zeta=\frac{\ln(A_I/A_{I+N})}{2N\pi} \tag{10-13}$$

式中　$\zeta$——阻尼比；

$A_I$——第 $I$ 次振荡的幅值；

$A_{I+N}$——第 $I+N$ 次振荡的幅值。

当时域仿真曲线为非标准衰减正弦曲线时，式（10-13）可以用来求得 $N$ 次振荡的平均阻尼比。

振荡次数（衰减到 10%）与阻尼比关系见表 10-1。

**表 10-1　振荡次数（衰减到 10%）与阻尼比关系**

| 阻尼比 | 0.2 | 0.1 | 0.05 | 0.03 | 0.02 | 0.015 | 0.01 | 0.005 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 次数 | 2 | 4 | 7 | 12 | 18 | 24 | 36 | 73 |

（2）大扰动动态稳定性判据。大扰动动态稳定性判据在时域解上表现为系统在受到扰动后，在动态摇摆过程中发电机相对功角、发电机有功功率和输电线路有功功率呈衰减振荡状态，电压和频率能恢复到允许的范围内。

对大扰动动态稳定性的要求是：在电力系统各种可能的运行方式（包括静态稳定极限方式和暂态稳定极限方式）下，系统受扰动后都是动态稳定的。如果存在动态稳定问题，则应积极采取安装 PSS 装置等有效措施，避免因动态不稳定而降低系统主要输电线路和断面的传输功率。

大扰动动态稳定性的运行标准为：大扰动后系统动态过程的阻尼比应不小于 0.01。

## 第四节　电压稳定计算

### 一、基本概念

电压稳定的物理本质是，当系统向负荷提供的功率随电流增加而增加时，系统电压稳定；反之，当系统向负荷提供的功率随电流的增加而减少时，系统电压不稳定。

（一）电压稳定和功角稳定的区别

电力系统的功角和电压变化在通常情况下主要受系统有功功率平衡和无功功率平衡的影响，功角稳定与电压稳定的区别主要在于表征稳定的平衡关系和物理变量，前者研究的是发电机电磁功率与转子机械输入功率之间的平衡关系，表征功角稳定的物理量是各发电机转子的功角，而后者关心的是负荷功率与电源供给之间的平衡关系，表征电压稳定的物理量是各节点电压。

（二）电压失稳的典型特点

电压失稳事故的发生具有突发性和隐蔽性，运行人员在电压失稳事故的形成期间很难察觉，往往不能及时采取紧急控制措施，一旦形成电压崩溃就很难挽回。从系统运行的角度来说，电压失稳具有如下特征：

（1）电压失稳前系统往往处于重载条件，系统运行备用紧张，线路潮流接近最大功率极限。

（2）造成电压失稳的因素较多，主要有系统负荷的持续增加、突然的大干扰、失去重要发电机和重载线路、运行人员操作或事故处理不当、继电保护误动作等。

（3）局部无功短缺是大部分电压失稳的共同特点，这使得局部电网电压低，进而导致电力系统自动调节和保护装置及负荷变化，恶化系统运行条件。

（4）各种控制缺乏协调是导致电压不稳定发生和发展的重要因素。

（5）连锁故障往往是电网安全的致命打击，它将扩大无功不平衡，或引起极大的功率转移，最终导致电压崩溃。电压崩溃是指伴随电压失稳的一系列连锁反应事件所最终导致的系统大停电或者较大区域节点电压降低到异常水平的现象。

（6）电压失稳情况还在远距离或背靠背直流输电系统的整流侧和逆变侧发生。这与常规换流器在负荷状态下从交流系统吸收大量无功功率，及弱交流系统，即交流系统短路比较小有关。由于直流输电系统的控制方法决定了换流站的有功功率和无功功率的大小，故控制策略具有重要的影响。如果换流站的负荷超过了交流系统的输送容量，就将引起电压失稳。

### 二、计算方法

（一）静态电压稳定性分析

静态电压稳定又称小扰动电压稳定，是指电力系统受到诸如负荷增加等小扰动后，系统所有母线维持电压稳定的能力。

1. 简单电力系统的静态电压稳定性分析

如图 10-6 所示为一个单负荷无穷大系统主接线示意图。

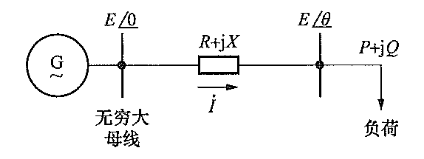



图 10-6　单负荷无穷大系统主接线示意图

在忽略线路电阻时，系统的潮流方程式为

$$P=-\frac{EU}{X}\sin\theta\text{，}\quad Q=\frac{EU}{X}\cos\theta-\frac{U^2}{X} \tag{10-14}$$

通过推导，在忽略线路电阻时，可求得电压解为

$$U=\sqrt{\frac{E^2}{2}-QX\pm\sqrt{\frac{E^4}{4}-X^2P^2-XE^2Q}} \qquad (10\text{-}15)$$

$P$-$U$ 曲线、$U$-$Q$ 曲线均可用于评价静态电压稳定性，两者可以相互验证。通过 $P$-$U$ 曲线、$U$-$Q$ 曲线方法，求取电压稳定裕度，确定系统的关键母线、关键线路和关键机组，以及系统内电压稳定相对薄弱的区域，为运行和规划人员提供静态电压稳定分析的依据。

恒定电源、电抗下不同功率因数的 $P$-$U$ 曲线和不同有功功率的 $U$-$Q$ 曲线分别如图 10-7、图 10-8 所示。$P$-$U$ 曲线的顶点对应系统的负荷能力极限状态，即电压稳定的极限点。$U$-$Q$ 曲线的最低点即为电压崩溃点。

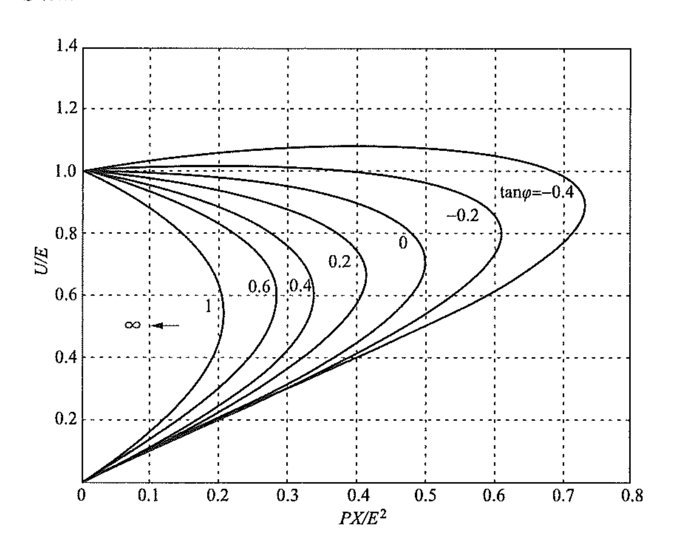



图 10-7 恒定电源、电抗下不同功率因数的 $P$-$U$ 曲线

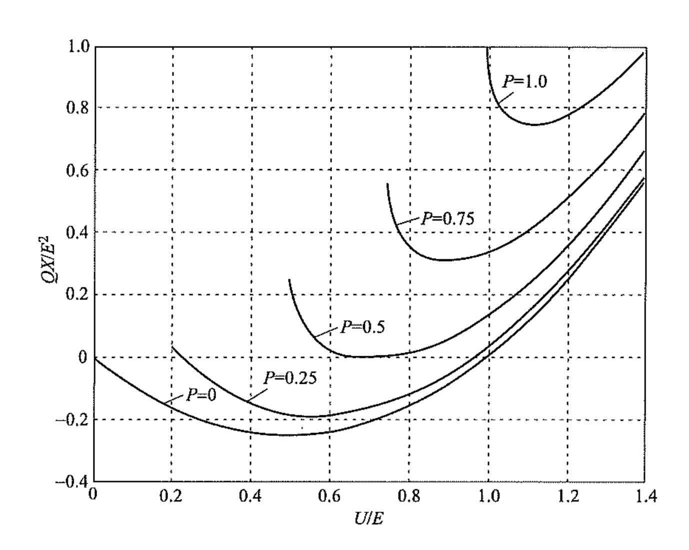



图 10-8 恒定电源、电抗下不同有功功率的 $U$-$Q$ 曲线

2. 计算方法

静态电压稳定计算分析可采用负荷增长法（根据情况可按照保持恒定功率因数、恒定功率或恒定电流的方法按比例增加区域或者母线的负荷）或者断面潮流增长法（通过增加送端机组出力，减少受端机组出力，使得送、受端断面的潮流增加）来获取 $P$-$U$ 曲线或 $U$-$Q$ 曲线，求解电压失稳的临界点（由 $\mathrm{d}P/\mathrm{d}U=0$ 或 $\mathrm{d}Q/\mathrm{d}U=0$ 表示），从而通过计算静态电压稳定裕度来评价系统的静态电压稳定性。$U$-$Q$ 曲线一般用假想同步调相机法（在监测母线处假想安装一台虚拟的不受无功出力限制的同步调相机）通过改变母线电压来获取。

工程应用中，要充分考虑到实际系统中影响静态电压稳定水平的各种因素，尽量使仿真计算符合电网实际情况。影响静态电压稳定评价的主要因素包括负荷模型、负荷增长模式、发电机有功出力分配、发电机无功容量限制、研究区域的合理划分、校核的故障形式等方面。

静态电压稳定计算中故障方式，一般指 DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》中第一级安全稳定标准规定的故障方式。但是电压稳定问题多发生在受端电网，对其静态电压稳定影响较大的故障形式一般包括：

（1）可能引发大量潮流转移的线路故障；

（2）受端电网重要机组停机故障；

（3）受端电网重要降压变压器故障等。

静态电压稳定判据为

$$\frac{\mathrm{d}P}{\mathrm{d}U}>0 \text{ 或 } \frac{\mathrm{d}Q}{\mathrm{d}U}<0$$

式中 $P$——系统的供电有功功率，MW；

$U$——电压值，kV；

$Q$——系统的供电无功功率，Mvar。

有功负荷的电压静特性按恒定功率考虑，无功负荷的电压静特性按恒定功率考虑。

区域负荷有功功率裕度 $K_p$（也称为静态电压稳定有功功率裕度），其计算公式为

$$K_p=\frac{P_{max}-P}{P}\times100\% \qquad (10\text{-}16)$$

式中 $P$、$P_{max}$——分别为初始运行点、临界运行点的有功功率值，MW。

母线负荷无功功率裕度 $K_q$（也称为静态电压稳定无功功率裕度），其计算公式为

$$K_q=\frac{Q_{max}-Q}{Q}\times100\% \qquad (10\text{-}17)$$

式中 $Q$、$Q_{max}$——分别为初始运行点、临界运行点的无功功率值，Mvar。

3. 静态电压稳定的裕度指标

（1）在区域最大负荷或最大断面潮流下，正常运行或检修方式的区域负荷有功功率裕度应大于 8%，

$N$–1 方式下的区域负荷有功功率裕度应大于 5%；

（2）在区域最大负荷或最大断面潮流下，$N$–1 方式下的母线负荷无功功率裕度应大于 5%。

（二）大扰动暂态电压稳定性分析

大扰动暂态电压可采用常规的时域仿真程序进行计算分析。在计算过程中，应采用可详细模拟暂态特性的模型，包括机械动力学方程、电气动力学方程、各种励磁系统、控制系统、电力系统稳定器等。负荷应采用可详细模拟暂态特性的模型（如静态负荷模型与异步电动机的组合模型、综合负荷模型及其他负荷模型）；直流输电系统可采用包含各种控制环节的准稳态模型或电磁暂态模型；单个风电厂的模拟可采用单机等值模型或多机模型；灵活交流输电设备应采用可详细模拟其暂态特性的模型。

与功角稳定不同的是，暂态电压稳定性分析需特别重视负荷附近的短路故障，应区分由功角失稳引起的振荡中心附近电压降低和电压失稳引起的电压降低。

暂态电压稳定的计算步骤如下：

（1）确定运行工况，计算得到稳态运行情况；

（2）确定工况对应的动态模型参数；

（3）按照 DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》选定需要研究的故障；

（4）选择需要监测的电气量；

（5）基于潮流结果，对选定的故障进行时域仿真计算；

（6）基于仿真计算结果，通过暂态电压稳定标准进行暂态电压稳定判断，即在电力系统受到扰动后的暂态过程中，负荷母线电压能够在 10s 以内恢复到 0.8（标幺值）以上。

（三）中长期电压稳定性分析

在中长期动态过程中，除了需要详细模拟暂态电压稳定计算所要求的元件外，还必须考虑有载调压变压器（ULTC）、发电机定子和转子过电流限制、过励磁和低励磁限制、自动投切并联电容器和电抗器、电压和频率的二次控制、恒温控制的负荷等元件的数学模型。应考虑故障发展过程中的人为干预、继电保护误动、拒动及用户侧的动态行为、不同元件的动作时序等。

中长期电压稳定计算可采用专门的中长期动态仿真程序或扩展的暂态稳定程序（能够模拟上述元件的动态过程）进行计算分析。

中长期态电压稳定的计算步骤与暂态电压稳定的计算步骤相同。中长期态电压稳定标准为：

在电力系统受到扰动后的中长期过程中，负荷母线电压能够保持或恢复到 0.9（标幺值）以上。通过仿真计算进行判断时，应考虑中长期动态元件和环节的响应，并在达到新的平衡点后进行判断。

## 第五节 交直流混合系统运行特性

### 一、交流系统故障对直流系统的影响

在交流系统故障期间，换流站母线电压将降低，对于整流站将使其直流输送功率降低，对于逆变站则可能引起其换相失败，或直流输送功率降低。当交流系统故障消除后，直流系统自动恢复至正常工作状态。直流系统在交流系统故障及故障消除后恢复阶段的暂态性能会受到控制策略的影响，也直接影响高压直流设备的额定值，以及与之相连的交流变电站设备及交流电网的响应。

影响直流系统暂态性能的交流系统故障主要有：

（1）换流站送端和受端接入系统故障；

（2）换流站中三相短路、三相短路接地、相间短路、两相短路接地和单相接地故障；

（3）远离换流站的交流系统故障，应考虑重合闸的实际情况；

（4）在交流线路与直流线路平行架设并靠得很近时，交流及直流线路上的各种故障，极端情况是交叉处发生交流导线对直流导线的闪络；

（5）对于交流系统故障期间及故障之后暂态性能，应考虑影响直流及交流系统运行和设备预定值的所有方面，包括短路比（SCR）、故障期间的直流输送功率、故障清除后的系统恢复、故障期间和故障后恢复期间的无功消耗、交流故障引起的甩负荷、无功功率设备的投切、故障期间谐波电压和电流的影响、运行控制方式转换、直流功率调制及紧急功率减小等。

### 二、直流系统故障对交流系统的影响

直流系统通常配有完善的控制保护系统，当直流系统故障时，控制保护系统动作，使直流系统尽快恢复正常，如不能恢复，则使直流系统停运，整个过程在很短时间内完成。在直流系统故障期间及保护动作使直流系统停运后，对交流系统的影响主要有以下六方面：

（1）换流站内交流滤波器、无功设备及交流母线故障；

（2）换流单元故障；

（3）直流电抗器、直流滤波器及其他直流设备故障；

（4）直流线路故障；

（5）接地极线路故障；

（6）金属回线线路故障。

在直流系统中上述各部分故障都会对交流系统产生影响，其最严重的后果是单极停运或双极停运给所连交流系统带来的电压波动及功率冲击。电压波动和功率冲击大小要结合具体工程进行计算分析。

### 三、大扰动下交、直流系统的相互作用

大扰动下的交、直流系统相互作用特性主要是指交流系统或直流系统发生故障时整个交直流系统的暂态响应特性，主要包括：

（1）故障及切除后直流输电系统是否会发生换相失败，换相失败后能否恢复，恢复正常换相所需要的时间及应采取的控制措施；

（2）故障及切除后交流系统中的功角稳定和电压稳定性能否维持及维持稳定所应采取的控制策略。

对于大扰动下的交直流系统相互作用特性，必须考虑电力系统各基本元件的非线性特性，其中直流输电换流器应采用考虑换相过程的真实模型。

### 四、小扰动下交、直流系统的相互作用

小扰动下的交、直流系统相互作用主要包括：

（1）换流站交流母线的电压静态稳定性；

（2）网络谐振与直流输电系统相互作用而产生的谐波放大及谐波不稳定性；

（3）由直流输电控制器和非整数次谐波引起的电力系统次同步振荡现象。

对于小扰动下的交直流系统相互作用特性，一般可以采用在工作点附近进行线性化将整个电力系统化为线性系统的方法来进行研究。

## 第六节 稳定计算基本要求和结果分析

### 一、计算工具和基本要求

前面分别介绍了静态稳定、暂态稳定、电压稳定等电力系统稳定分析的计算方法，本节重点对规划阶段应用较多的暂态稳定分析进行详细论述。

#### （一）电力系统分析和仿真工具

电力系统分析和仿真工具主要有电力系统分析应用软件、电力系统网络分析仪，电力系统动态模拟，电力系统数模混合实时仿真装置、电力系统全数字实时仿真装置等。

作为电力系统运行和规划研究的电力系统分析计算应用软件，其主要包括常规的潮流计算、短路计算和稳定计算等软件。从 20 世纪五六十年代至今，伴随计算机技术的巨大进步，电力系统分析软件也经历了几代的更新。其计算范围和功能都发生了巨大变化，到目前为止，国内外开发应用的大型电力系统分析软件已能满足电力系统调度运行和规划设计的需要，成为不可缺少的有力工具。

中国电力科学研究院从 20 世纪 70 年代开始开发电力系统计算分析程序。其第一代潮流、暂态稳定和短路计算程序采用了国际上先进的稀疏矩阵技术，在国产的半导体小型计算机上实现，满足了当时国内 220～330kV 电网发展的需求。在此基础上，20 世纪 80 年代初采用国际先进的软件技术，全面更新了软件结构，进一步完善了计算功能，在大型计算机上开发并推出的具有完全自主知识产权的大型电力系统分析软件包电力系统分析综合程序（PSASP），作为国内第一个功能齐全的商业化电力系统分析软件包被广泛推广应用，成为电力系统应用最广泛的软件之一。20 世纪 80 年代末以来，PC 机技术发展很快，其计算功能快速提高。到 20 世纪 90 年代初期，PC 机版的电力系统分析综合程序完全取代大型机版本，成为电力系统分析计算的主要工具。在自我开发软件的同时，国外成熟大型电力系统分析软件的引进、消化吸收和再创新的工作也取得很大成绩，其中对美国 BPA 公司的电力系统分析程序和 EMTP 电磁暂态分析程序的引进和消化吸收工作最具成效，它们对提高我国电力系统分析水平起到很大的推动作用。

综上所述，目前国内规划和运行部门常用的电力系统分析和仿真软件主要为采用中国电力科学研究院引进开发的 PSD-BPA 电力系统分析软件和电力系统分析综合程序电力系统分析综合程序（PSASP）。

#### （二）稳定计算前数据准备

稳定计算是在潮流计算的基础上进行的，除确定潮流计算有关参数外，需准备和考虑以下七方面。

1. 发电机有关参数的计算和考虑

（1）惯性常数。该常数表示在发电机轴上施加额定转矩后，转子从停止状态加速到额定转速时所经过的时间，归算至基准容量时可按下式计算

$$T_J=\frac{2.74GD^2n^2}{S_j}\times10^{-6} \tag{10-18}$$

$$E_{MWS}=\frac{1}{2}T_JS_j \tag{10-19}$$

式中 $T_J$——机组惯性（时间）常数，s；

$GD^2$——发电机转子加原动机转子的飞轮转矩，$t\cdot m^2$；

$n$——发电机组额定转速，r/min；

$S_j$——基准容量，一般为发电机组的额定容量，MV·A；

$E_{MWS}$——发电机动能，MW·s。

飞轮转矩 $GD^2$ 和转动惯量 $J$ 之间的关系为

$$J=\frac{GD^2}{4}\times 10^3 \tag{10-20}$$

式中 $J$——发电机转子加原动机转子的转动惯量，$kg \cdot m^2$。

另外，应注意的是 $GD^2$ 的单位为 $t \cdot m^2$；若为 $N \cdot m^2$，需要乘以重力加速度 $g$（$9.8m/s^2$）。

（2）发电机模型参数。根据稳定计算的不同要求，采用不同的发电机模型。在设计阶段暂态稳定计算中，一般发电机采用经典模型，即以暂态电抗 $X'_d$ 及暂态电抗后电动势 $E'$ 或其在直轴上的投影 $E'_q$ 恒定表示。当需要计及励磁调节的影响和考虑阻尼绕组以及饱和特性时，则采用双轴模型，其有关参数为 $X_d$、$X'_d$、$X''_d$、$X_q$、$X'_q$、$X''_q$ 等。发电设备典型技术参数见附录C。

风电机组近几年发展迅速，对电网的影响也越来越显著。目前，常用的风力机组模型有鼠笼异步风电机组、双馈式异步风电机组和永磁直驱式同步风电机组，应根据计算目的采用风电机组相适应的数学模型，模型的参数应为实测参数，对尚无具体参数的风电机组，可采用同类机组的典型模型和参数，待参数确定后再重新校核计算。

光伏电站主要由光伏阵列和逆变器组成。在进行仿真建模研究时，应针对系统的各主要组成部件分别构建熟悉模型，将各种模型按实际连接方式进行组合，并根据计算目的和光伏阵列规模，采用详细或等值模型形成光伏电站的仿真模型。

2. 励磁系统

随着发电机组容量的增大，励磁系统已由旋转直流电机励磁、旋转交流电机励磁，发展到无刷励磁和静止晶闸管励磁，励磁系统特性如励磁电压顶值倍数和上升速度等，对系统稳定有一定影响。在设计阶段的暂态稳定计算中，一般不考虑励磁调节的影响。当研究发电机励磁系统参数对系统稳定的影响、系统协调励磁调节以及其他动态稳定问题时，需要考虑电动势变化、对励磁系统作详细模拟。根据励磁装置的类型，选用不同的模型。主要参数除励磁电压顶值倍数和上升速度外，还有励磁机时同常数、励磁机饱和系数、调压器增益、调压放大器和滤波器时间常数等。

当励磁系统中装置电力系统稳定器（PSS）时，则根据稳定器模型，准备回路的电压控制增益、电压变送器时间常数、频率（或加速功率、轴滑差）控制增益及时间常数、PSS控制时间常数以及各控制环节的滞后和超前时间常数等参数。

3. 调速系统

由于调速器动作有一定时滞，在故障发生瞬间及故障后若干周，原动机的功率是不变的，故在暂态稳定计算中一般忽略调速器的影响。对于那些需要采用汽轮机快速关闭汽门以提高系统稳定的机组和系统中机组调速器特性差别较大（如水火电机组比例相当的系统）的情况，应尽可能考虑原动机调速特性，涉及的主要参数有调差系数、时间常数等。

4. 负荷模型

负荷模型和参数应根据地区电网实际负荷特性确定。在规划设计阶段，负荷通常用恒定阻抗或函数关系表示。对于比较集中的大容量电动机负荷模型，可在相应的110（66）kV高压母线用感应电动机负荷与并联的静态负荷表示。

（1）恒定阻抗表示法计算公式为

$$Z=\frac{U^2}{W_L}(\cos\varphi_L+j\sin\varphi_L) \tag{10-21}$$

式中 $W_L$——负荷功率，$MV \cdot A$；

$\varphi_L$——负荷功率因数角，（°）；

$U$——负荷电压，由系统正常运行时的计算取得，可近似地用电网平均电压代表，kV。

（2）负荷静态特性的数学表达式为

$$P_L=P_0[A_PU^2+B_PU+C_P+D_P(1+\Delta fK_P)] \tag{10-22}$$

$$Q_L=Q_0[A_QU^2+B_QU+C_Q+D_Q(1+\Delta fK_Q)] \tag{10-23}$$

或

$$P_L=P_0[(A_PU^2+B_PU+C_P)(1+\Delta fK_P)] \tag{10-24}$$

$$Q_L=Q_0[(A_QU^2+B_QU+C_Q)(1+\Delta fK_Q)] \tag{10-25}$$

式中 $P_0$——潮流中初始负荷有功功率，MW或标幺值；

$Q_0$——潮流中初始负荷无功功率，Mvar或标幺值；

$U$——负荷点电压标幺值；

$A_P$、$A_Q$——恒定阻抗有功、无功负荷百分数；

$B_P$、$B_Q$——恒定电流有功、无功负荷百分数；

$C_P$、$C_Q$——恒定功率有功、无功负荷百分数；

$D_P$、$D_Q$——与频率有关的有功、无功负荷百分数；

$K_P$、$K_Q$——有功、无功频率调节效应系数，一般 $K_P$=2～3，$K_Q$=−10～−1。

式（10-24）、式（10-25）中，有 $A_P+B_P+C_P+D_P=1$，$A_Q+B_Q+C_Q+D_Q=1$，$A_P+B_P+C_P=1$，$A_Q+B_Q+C_Q=1$。

负荷的静态特性（包括电压静特性和频率静特性），可以通过对各点负荷实测求得。

要获得精确的负荷的电压和频率特性是比较困难的，因此往往采用近似方法，在计算软件中一般有若干种可供选择的典型负荷模型。

5. 网络简化

为减少计算机占用容量和计算时间，在不影响计算结果精确度的前提下，对计算网络可作适当简化。电力系统网络接线的简化原则如下：

（1）研究网络简化前后各主要线路和输电断面的潮流、电压分布基本不变；

（2）研究网络原则上应保留220kV及以上电压的网络接线（可根据需要保留110kV及以下电压网络），负荷宜挂在最低一级电压等级的变压器的负荷侧，低压电磁环网线路原则上应保留；

（3）对有多台发电机的电厂，根据计算目的，可等值为一台或两台发电机；

（4）被简化的低压网络中的小电源（如小水电和小火电），原则上可与本地负荷抵消，对系统特性影响较大的小电源可根据需要予以保留；

（5）对于所研究系统的外部系统进行适当等值，应保持等值前后联络线潮流、电压分布基本不变，所研究系统稳定特性基本保持不变。

6. 运行方式的选择

（1）起始运行方式的选择。起始运行方式对系统的暂态稳定计算结果有很大影响，暂态稳定计算是在潮流计算的基础上进行的，为此应对起始运行方式的潮流分布进行分析，包括整个系统潮流分布是否正常、无功功率流向是否合理、各枢纽点电压是否在正常变动范围内、各发电厂的开机方式是否能满足计算中潮流变化等。根据计算目的和对象不同，必要时可进行调整。

（2）运行方式的选择。进行系统稳定计算分析时，应针对具体校验对象（线路、母线等），选择以下三种运行方式中对安全稳定较不利的情况进行安全稳定校验：

1）正常运行方式，包括计划检修方式和按照负荷曲线以及季节变化出现的水电大发、火电大发、最大或最小负荷、最小开机和抽水蓄能运行工况等可能出现的运行方式。

2）事故后运行方式，包括电力系统事故消除后，在恢复到正常运行方式前所出现的短期稳态运行方式。

3）特殊运行方式，包括主干线路、重要联络变压器等设备检修及其他对系统安全稳定运行影响较为严重的方式。

必要时还应结合具体工程系统需要，选择过渡年份接线及某些系统最小运行方式。

7. 故障类型、故障点及重合闸时间的选择

（1）故障类型。电力系统运行经验表明，电力网络中故障主要发生在输电线路上。线路故障分单相故障、相间故障和三相故障，其中以单相接地故障占大多数。在暂态稳定计算中，根据不同的网络结构和系统特点以及系统稳定计算要求分别选择下列故障类型：

1）任何线路单相瞬时接地故障重合成功；

2）同级电压的双回或多回线和环网，任一回线单相永久故障重合不成功及无故障三相断开不重合；

3）同一电压等级的双回或多回线和环网，任一回线三相断开不重合；

4）任一台发电机跳闸或失磁；

5）任一台变压器（单台变压器供电时除外）故障退出运行；

6）任一大负荷突然变化；

7）任一回交流联络线故障或无故障断开不重合；

8）直流输电线路单极故障；

9）3/2主接线的一段母线故障退出运行。

以上故障时系统应保持稳定运行和正常供电。但对于发电厂的交流送出线路三相故障，发电厂的直流送出线路单极故障，两级电压的电磁环网中单回高一级电压线路故障或无故障断开，必要时可采用切机或快速降低发电机组出力的措施。

对于系统暂态稳定计算，还应校核以下故障型式：

1）单回线单相永久性故障重合不成功及无故障三相断开不重合；

2）同杆并架双回线的异名两相同时发生单相接地故障重合不成功，双回线三相同时跳开；

3）直流输电线路双极故障。

发生以上故障时可采取措施保持系统稳定运行，并允许损失部分负荷。

（2）故障点。应选择对计算对象干扰最严重的故障点，一般选在最大正常运行方式下线路潮流的送端，在计算低一级电压网络故障对主网稳定的影响时，故障点则应选在低一级电压网络距离主干线最近处（电气距离）。

（3）切除故障时间及重合闸时间。切除故障时间包括继电保护装置动作时间、断路器全分闸时间，由装置和断路器自身特性决定。

重合闸时间则根据稳定计算要求（加快速重合或慢速重合）而定，对330kV及以上的超高压线路发生单相接地故障，重合闸时间要考虑线路上潜供电流的灭弧时间及弧道去游离时间。目前，国内采用的切除故障及重合闸时间见表10-2。

表10-2 国内采用的切除故障及重合闸时间

| 电压等级（kV） | 单相重合闸 | | | | 三相重合闸 | | | | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 220 | 330 | 500 | 1000 | 220 | 330 | 500 | 1000 | |
| 故障切除时间（s） | 0.1～0.12 | 0.1～0.12 | 0.08～0.1 | 0.09 | 0.1～0.12 | 0.1～0.12 | 0.08～0.1 | 0.09 | |

续表

| 电压等级（kV） | 单相重合闸 | | | | 三相重合闸 | | | | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 220 | 330 | 500 | 1000 | 220 | 330 | 500 | 1000 | |
| 重合闸时间（s） | 0.5～1.0 | 0.5～1.0 | 0.6～1.1 | 0.6 | 0.4 | | | | 切除故障后的时间间隔 |
| 故障再切除时间（s） | 0.1～0.12 | 0.1～0.12 | 0.08～0.1 | 0.09 | 0.1～0.12 | | | | |

目前，国内500、1000kV交流系统及直流系统采用的故障切除时间及措施动作时间如下：

1）*N*–1 故障，500kV或1000kV单回线路三相短路：线路0s发生三相短路，0.09s近故障侧断路器动作，0.10s远故障侧断路器动作切除本线路。

2）*N*–2 故障，500kV或1000kV线路三相短路跳双回：线路0s发生三相短路，0.09s近故障侧断路器动作，0.10s远故障侧断路器动作切除本线路，同时切除并列的另一回线路。

3）*N*–2 故障，500kV或1000kV线路同杆并架线路异名相故障跳双回：线路0s发生异名相接地短路故障，0.1s跳开线路故障相两侧断路器，1.1s重合于故障，1.2s跳开双回线路两侧三相断路器。

4）直流闭锁：0s时，直流线路发生单、双极闭锁故障，0.1s切除工况滤波器。

5）直流单极线路故障再启动：直流单极再启动成功，0.5s后故障极功率恢复到90%以上额定功率，若直流单极再启动失败，故障极于0.6s闭锁，采取安全控制措施；直流单极二次再启动成功，0.85s后故障极恢复到90%以上额定功率，若直流单极二次再启动失败，故障极于0.95s闭锁，采取安全控制措施。

6）切机时间：0s系统送端发生故障，不采取措施系统无法保持稳定时，0.13～0.15s后开始切机措施，切机时间不同，切机量也将发生变化。

7）切负荷时间：0s系统受端发生故障，且不采取措施系统无法保持稳定时，0.13～0.15s后开始切负荷措施，切负荷时间不同，切负荷量也将发生变化。

（4）序网阻抗图和故障阻抗。潮流计算和短路电流计算中建立序网阻抗图的方法和步骤，同样适用于稳定计算中正序、负序、零序网络的建立。稳定计算中正序网络故障点接入的故障阻抗见表10-3。

**表10-3　正序网络故障点接入的故障阻抗表**

| 故障种类 | 正序网络故障点接入的阻抗 | | 备注 |
|---|---|---|---|
| 三相短路<br>两相短路<br>两相接地短路<br>单相短路 | $Z_\Delta=0$<br>$Z_\Delta=Z_{2\Sigma}$<br>$Z_\Delta=\dfrac{Z_{2\Sigma}Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma}+Z_{0\Sigma}}$<br>$Z_\Delta=Z_{2\Sigma}+Z_{0\Sigma}$ | $Z_\Delta$ | $Z_{2\Sigma}$、$Z_{0\Sigma}$ 为从短路点看进去的负序和零序等值阻抗 |
| 一相断开 | $Z_\Delta=\dfrac{Z_{2\Sigma}Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma}+Z_{0\Sigma}}$ | $Z_\Delta$ | $Z_{2\Sigma}$、$Z_{0\Sigma}$ 为从断路器断口看进去的等值阻抗，接在断口处 |

正序、负序等值阻抗的归算和接入故障点，由计算机自动完成，但计算者可从表10-3中的阻抗值判断断开方式对稳定影响的严重程度。

## 二、稳定计算结果分析

根据不同运行方式下详细的稳定计算结果，以DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》为判定标准，对研究电网的稳定性做出合理评价。电力系统暂态稳定包括功角稳定、电压稳定和频率稳定三方面，若三方面都稳定，则电力系统是稳定的，若有一方面不稳定，则判定系统失稳。

除上述对稳定结果的判断外，稳定计算结果通常还以线路或枢纽间断面上的按静态稳定条件和暂态稳定条件的极限输送容量表示（即通常所说的静稳极限和暂稳极限）。对于复杂电力系统，运行方式是多种多样的，因而计算结果不是唯一值。因计算结果很大程度上取决于选用的原始参数，对远景网络及其参数具有概率特点和不定性。因此，对计算结果除了与设计经验数据或以往计算结果进行比较做出专业判断外，为说明参数不定性对计算结果的影响，必要时还应对某些参数作灵敏度分析计算，提出计算结果范围，供工程决策时进行方案比较。另外，计算结果与具体计算条件相关，如被研究输电线路附近发电机的运行方式、励磁参数及自动装置的动作时间等，都应予以分析说明。现着重分析影响计算结果的因素。

（1）网络结构对系统稳定的影响。对系统稳定具

有决定性影响因素的是系统的网络结构，如电网的最高电压，网络结构的紧密程度，所计算的输电系统、受端容量的大小及比例，输电线路长度，以及中间系统强弱等。网络结构不同，稳定水平往往差别较大。系统中有无坚强的网架是稳定水平高低的关键之一；同一级电压线路的环网结构一般对稳定有利，但环网不宜过大；不同电压级线路的电磁环网，当高一级电压系统中故障时往往影响到低一级电压系统的稳定性；送端电源联和向负荷中心输电的稳定水平较各个电源单独向负荷中心输电的稳定水平高；受端系统强，如有紧密的环网结构，主要电源连接在电网最高一级电压等，整个系统的稳定水平高；小的受端系统通过弱联系和大系统相连接的情况容易发生稳定事故。

（2）运行方式对系统稳定的影响。系统的运行方式对稳定有较大影响，主要分析在起始运行方式下各主干线路的潮流分布是否均匀合理；线路输送容量是否有足够裕度；受端系统中无功电源是否充裕并能自动调节；系统中各枢纽点电压水平的高低等。

（3）励磁系统对系统稳定的影响。发电机组如装有快速强行励磁装置，则能在系统发生故障瞬间，快速和大幅度地增加励磁电流，使发电机内电动势迅速提升，从而提高输电系统的暂态稳定极限。强励磁倍数的大小、电压响应时间的快慢都是影响稳定的因素，特别是故障点附近发电机的强励磁倍数和电压响应时间的影响尤为显著，故一般提高暂态稳定的措施从上述方面加以考虑。

（4）继电保护和安全自动装置对系统稳定的影响。系统继电保护和安全自动装置的配置对稳定计算结果有直接影响，如输电系统中故障的快速切除和重合闸时间的合理选择，都能提高暂态稳定极限。系统中设置快速切机、切负荷、低频减负荷装置、设置解列点等，都对系统总体稳定水平有利。

在表述稳定计算结果时，应给出以下内容：

（1）计算方式，包括联网方式、接线方式、相关机组开机方式、相关元件的潮流、相关母线包括电压、相关设备的投运状态，发电或负荷的调整情况等。

（2）故障性质，包括故障元件、故障地点、故障形态、故障切除时间、由继电保护或安全自动装置动作造成网络状态的变化等。

（3）系统暂态和动态过程的主要信息，包括机组间相对角度、母线电压、相关元件潮流的变化情况。

（4）系统的稳定性质，包括功角稳定性、电压稳定性，以及静态稳定、暂态稳定、动态稳定等。

（5）系统稳定性的判断，包括系统不稳定、临界稳定、稳定和有较大的稳定裕度，以及振荡的变化趋势或阻尼特性等，如计算结果不稳定，应注明失稳开始时间、失稳类型、失稳形态、机群行为、失稳后果和振荡中心等。

（6）频域分析计算结果中还要给出系统的主要振荡模式、振荡频率、阻尼比、参与因子等。

稳定计算结果分析应紧密联系所研究系统的实际运行情况，分析计算结果的适用性、影响稳定水平的主要因素、稳定问题的机理、推荐的措施（包括网架完善、运行方式调整、安全稳定措施和对继电保护有特殊要求的措施等），并分析措施的效果、可行性、适用性，以及不同措施方案的利弊。

稳定计算分析结论中应分析评价所研究系统的稳定特性和稳定水平，电网存在的主要稳定问题，提出控制条件、对策和措施，编制运行控制方案或稳定规程（包括控制条件说明）。

## 第七节　提高电力系统稳定的措施

提高电力系统稳定水平的根本办法是合理加强网络结构。加强网络结构的投资和提高系统稳定水平获得经济效益之间，是一个技术经济比较问题，根据我国国情制定的有关规程导则，对稳定水平要求已作详细规定，系统设计中应考虑系统的不同特点、采用各种措施以满足规程要求。

### 一、提高静态稳定的技术措施

提高输电线路按静态稳定条件的输送能力，可以从提高系统电压、发电机电动势和减小系统元件电抗等方面着手。

（1）提高输电线路的电压等级。

（2）采用控制系统整体运行方式及其元件自动装置，同步发电机采用强励式自动励磁调节装置，以提高励磁响应速度。

（3）采用紧凑型输电线路，增加导线分裂数、减小单位长度电抗、提高线路的自然功率。

（4）采用串联电容补偿装置，缩短线路的电气距离。

（5）当线路的输送功率超过自然功率时，在受端及中间变电站装设附加调相机，由于调相机受到投资大、运行费用高以及机组供水条件等限制，近年来已趋向于采用静止无功补偿装置代替。

（6）采用可控电抗器和静止无功补偿装置。

### 二、提高暂态稳定的技术措施

提高暂态稳定可以从缩短干扰时间，增加系统承受扰动的能力，减少扰动后功率差额等方面着手，可供考虑的主要措施有如下七点。

（1）快速切除故障和自动重合闸装置的应用。以

图 10-9 所示的切除发电机对暂态稳定的影响为例，对快速切除故障和自动重合闸装置在提高暂态稳定方面的应用进行分析。快速切除故障在功角特性曲线上表示为减小加速面积和增加减速面积，从而提高系统的稳定度。

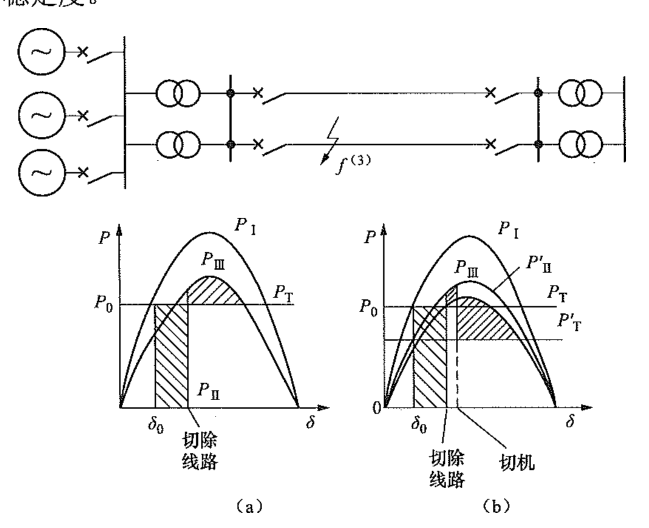



图 10-9 切除发电机对暂态稳定的影响

(a) 系统失稳；(b) 系统稳定

图 10-9 中电厂有 3 台发电机，当线路送端发生三相短路时，切除一回线路，减速面积小于加速面积，系统失稳 [见图 10-9 (a)]，若在故障线路切除后切除 1 台发电机，增大减速面积，使系统保持稳定 [见图 10-9 (b)]。当系统有功备用不足时，为保持系统频率和电压水平，可以切除一部分不重要的负荷。

目前，220kV 系统切除故障时间为 0.1～0.12s，500kV 系统切除故障时间为 0.08～0.1s。电力网络中发生的故障大多数是单相瞬时性接地故障，此时采用单相切除故障和单相重合，对提高系统可靠性效果较为明显。对多回路输电系统也可采用三相切除故障和三相重合的措施。

(2) 发电机快速强行励磁。当系统发生短路故障时，发电机输出的电磁功率骤然降低，而原动机的机械输出功率来不及变化，两者失去平衡，发电机转子将加速。采用快速强励磁，可提高发电机电动势，增加发电机输出功率，从而提高系统的暂态稳定性。

(3) 电力系统稳定器 (PSS)。装置快速强励磁的发电机，在暂态过程中可能由于励磁系统反应速度太快，反而降低了发电机的阻尼能力，使发电机在摇摆的第二个周期失去稳定。PSS 装置能抑制发电机第一个摇摆周期角度的摇摆幅度和缩短摇摆时间。

(4) 发电机电气制动。当系统发生对称性故障时，在发电机中性点侧串接或在发电机出口侧并接负荷电阻，能够吸收发电机的加速动能，提高输电系统输送容量的暂态稳定极限。

(5) 切发电机和切负荷。当电力系统内输电线路发生永久性故障时，为避免系统失步，可在系统内功率过剩地区切除部分发电机和在功率不足地区切除部分负荷。

(6) 输电线路强行补偿。对具有串联电容补偿的输电线路，在暂态过程中切除补偿装置内部分并联电容器容量，从而进一步提高补偿度。

强行补偿分为全相补偿和非全相补偿两种方式，强补方式及强补容量取决于系统接线及稳定要求，非全相强补的时间还与允许的两相运行时间有关。

(7) 快速关汽门。当电力系统内发电厂的进出线路发生故障时，可快速降低汽轮机的输入功率，以减少发电机加速的过剩功率，维持网内各发电机的同步运行。20 世纪 70 年代我国已开始研究快关汽门对提高系统暂态稳定的影响，并进行了中间试验。经计算，使用快关汽门后，可提高线路 5%～10%的暂态稳定极限。

除上述七种措施外，还可采用变压器中性点经电阻接地，对长距离输电线路设置中间开关站，改善设备参数（如增大发电机短路比、增加发电机转动惯量和减小主变压器短路电压），在事先确定的枢纽点解列系统等措施。

## 三、提高电压稳定性的技术措施

提高电力系统电压稳定性的措施应该是综合的、多方面的，各种措施既针对特定的现象（如暂态电压稳定性、中长期电压稳定性）又相互配合，共同发挥作用。目前，在电力系统的规划、设计、运行和管理环节中，都应当考虑相应的措施以提高电力系统的电压稳定性。

### (一) 规划设计阶段的措施

1. 优化网络结构

普遍认为电压失稳事故通常发生在重负荷的电力系统中，然而，通过研究后发现，电压失稳事故发生前电网整体负荷率并不是太高，大部分线路处于轻负荷运行，仅有少数线路重负荷运行。因此，在规划设计阶段必须合理规划和优化网络结构，保证系统有足够的传输能力，尽量避免多回并行线路或交直流并联线路发生故障，引起大规模负荷转移而导致连锁故障引发电压崩溃事故。

2. 加强无功规划

无功规划的基本要求是分析电网稳态运行和动态运行条件下的无功特性，合理配置无功补偿设备和电压调节手段，改善、控制和优化无功功率在全网中的分配和流动，以达到提高系统运行稳定性、抑制线路电压升高、满足正常运行和事故扰动后电网安全运行和电压的调控需求。无功规划应该满足分层分区的原则、满足正常和事故后方式电压的运行标准、满足事

故扰动下电网稳定性及动态无功备用的要求。

3. 在负荷中心配备足够的无功补偿设备

从理论研究及对历次电压失稳事故的分析来看，电力系统发生电压崩溃的一个重要原因是系统中的无功补偿容量不足。因此，在电网规划阶段必须考虑足够的无功补偿容量(包括静态、动态无功补偿容量)，使负荷中心（受端电网）有充裕的无功调控能力和坚强的电压支撑，并留出一定的裕度满足未来负荷增长的需要。

（二）调度运行阶段的措施

1. 运行方式优化

电力系统是一个非线性大系统，在一定的负荷条件下，存在满足发电与送电要求的多种潮流状态，即系统存在多个可行的平衡点。合理选择适当的平衡点，使系统运行平衡点有较大的电压稳定裕度，是提高电力系统电压稳定性的重要措施。此外，在某些运行方式下，系统中存在可能导致电压失稳的故障模式，调整运行方式常常可以避免这种潜在的危险。

2. 无功补偿优化

无功补偿优化能够在保证系统电压安全的基础上，减少线路上的无功传输，帮助实现无功的分层分区平衡，在提高电压稳定性的同时，还能减少线路有功损耗，降低系统的运行费用，提高电网运行的经济效益。

3. 建立电压安全监视与控制系统

建立电压安全监视与控制系统（如 AVC），实时监控电网的电压及无功状况。利用实时监控系统，调度人员可以及时发现系统的电压稳定薄弱环节，在事故发生前就采取措施消除系统中的隐患。

4. 加强用户侧功率因数管理

加强用户侧功率因数管理可以减少用户从电网吸收的无功功率的数量，在系统侧无功补偿容量一定的情况下，相当于增加了系统的无功备用。

（三）实时控制方面的措施

1. 低压减负荷

低压减负荷是目前最有效的解决电压稳定的措施之一，具有原理简单、可靠性高的特点，在国内外电力系统中都被广泛采用。低压减负荷可分为集中控制型和分散型两种，我国目前采用的基本都是分散型低压减负荷控制。

2. 低压解列

低压解列的作用是在事故蔓延到整个电网之前，对地区性供电网络或区域电网实现解列，阻止事故范围进一步扩展，避免全网性崩溃事故的发生。

低压解列措施有一定的风险性，另外装置的参数整定也比较困难。在实际的工程中，要根据电网的具体情况进行整定和校核，以保证装置的可靠性。

3. 有载调压变压器（OLTC）分接头紧急控制

OLTC 是电力系统主要的电压控制设备之一。当负荷受到大扰动后，如果负荷侧电压水平偏低，OLTC 会自动调整分接头来恢复负荷侧电压水平，从而恢复相应的负荷功率，但是分接头调整只是调整了无功功率在不同电压等级的分配关系，并不能新增无功功率，提高负荷侧电压水平则必然会降低主网侧电压水平，从而影响负荷侧电压，最终可能导致电压崩溃事故。为避免和阻止电压崩溃，在分接头变化不利于系统稳定的情况下，电源侧电压下降时需要闭锁变压器分接头，当电压恢复时解除闭锁。

4. 直流输电快速控制

直流输电输送的有功功率和换流器消耗的无功功率均可由控制系统进行快速控制，这种快速可控性可以用来改善交流系统的运行性能。例如，根据交流系统在运行中的要求，快速增加或减少直流输送的有功功率或直流电流整定值，调节换流器吸收的无功功率，就可以达到改善交流系统电压稳定性的目的。

5. 无功补偿装置自动投切

故障后，快速投入足够容量的机械投切或可控硅控制的电容器，可以有效地阻止电压的进一步下降，避免电压崩溃的发生。对于并联电抗器正常运行的系统，可以采用快速切除电抗器来代替电容器的投入。

## 四、系统采用提高稳定措施的考虑

提高电力系统稳定水平的根本措施是加强网络结构，特别在规划设计阶段，如选择合理的输电电压，形成坚强的网架，建立紧密的受端系统等，必要时可根据系统的具体特点，采用以下一种或多种提高稳定的措施。

（1）提高输电线路的电压等级、采用紧凑型输电线路、应用串联电容补偿等措施需经详细的技术经济论证，并充分考虑系统的发展。

（2）采用快速切除故障和自动重合闸装置等措施。

（3）改善发电机励磁系统（包括 PSS）、快关汽门等措施。

（4）采用发电机电气制动措施。

（5）采用切机和切负荷措施，当系统发生永久性故障时，可在系统功率盈余地区切除部分发电机，在系统功率不足地区切除部分负荷。

（6）系统中设置解列点，是系统发生严重故障时防止系统瓦解的有效措施。

（7）安装可控电抗器、SVC、STATCOM、TCSC、调相机等无功补偿设备，为系统提供动态的无功支撑，改善系统的电压稳定性。

（8）采用统一潮流控制器（UPFC）等新型的电力

电子设备或者对现有元件控制系统的控制方式进行改进来提高电力系统的安全稳定性。

## 第八节 电力系统低频振荡

### 一、基本特性

在电力系统互联规模不断扩大、快速励磁大量采用的情况下，低频振荡发生的风险越来越高，严重威胁电网的安全稳定运行，对低频振荡的分析与控制已成为电力系统稳定研究中的重点课题之一。

电力系统中发电机经输电线并网运行时，在扰动后会发生发电机转子间的相对摇摆，并在缺乏阻尼时引起持续振荡。此时，输电线上功率也会发生振荡。由于其振荡频率很低，一般为 0.2～2.5Hz，故称为低频振荡（又称为功率振荡或机电振荡）。电力系统低频振荡在国内外均有发生，这种低频振荡或功率振荡常出现在长距离、重负荷输电线上，在采用现代快速励磁系统的条件下更容易发生。PSS 是抑制低频振荡的有效手段。但在多机大电力系统中，PSS 的参数整定和协调，以及全局最优励磁系统的实现，是一个相当复杂的问题。低频振荡一般包含如下特点：

（1）在区域间发生振荡时，往往振频较低（如 0.2～0.5Hz），而在地区电网内部机组发生振荡时，电气联系紧且转动惯量小，振频较高（如 1Hz 以上）。

（2）重负荷输电线上易发生功率振荡，当与此振荡模式强相关的机组采用快速励磁装置时，则发生弱阻尼甚至发散性低频振荡危险性较高。

（3）一般情况下一个振荡模式常和一台机或少数几台机强相关，而某一台机组只和一个或少数几个振荡模式强相关，因而可据相关因子矩阵先把系统分为若干子块，各子块独立设计 PSS，或对各发电机作单机无穷大等值后独立设计 PSS，然后再在全系统中校验，可大大节省人力。多机系统 PSS 协调是一个复杂的课题，有时针对某一振荡模式设计的 PSS，可能恶化另一模式的阻尼，应予以注意。

（4）在有直流输电及 SVC 的输电系统中，可利用 SVC 辅助控制和 HVDC 功率调制来抑制功率振荡。

（5）在我国，个别地区由于电力系统网架薄弱，一旦环网事故解开或并行线路跳去一回，就很容易在重负荷输电系统中激发低频振荡，因此在规划、设计及运行中必须特别注意。另外，一旦系统中出现振荡，则应该根据其频率、功率振荡分布等信息正确判别低频振荡源（强相关的机组），以便采取对策，如减负荷、退出快速励磁，改为手动或常规励磁，必要时采取切机甚至解列措施等。但应注意，采取应急对策时，避免切除大量负荷，不扩大事故。

### 二、分析方法

低频振荡的分析方法主要包括频域法和时域仿真法。

1. 频域法

频域法也称为特征值分析法，因低频振荡属于小干扰稳定问题，通过对原始微分代数方程在平衡点线性化，计算特征值、特征向量、参与因子等信息，考察原始系统的小干扰稳定性。频域法稳定分析是振荡模式、振荡频率、阻尼分析时常用的方法。频域法稳定分析时应注意计算条件、主要振荡模式、振荡频率、阻尼比、参与因子、PSS 配置、主要影响因素和稳定措施等。通过以上多方面的综合分析，确定稳定性质，影响系统稳定性的主要因素，找出薄弱环节，提出选取或改善电网结构的意见，提出提高系统稳定性和保障电网安全稳定运行的措施及控制要求等。

2. 时域仿真法

时域仿真法即常规的稳定仿真计算分析法，可计算系统扰动后发电机功角、线路潮流、节点电压等变化曲线，然后分析其包含的各种振荡频率及其衰减系数，判断系统主导振荡模式的频率、阻尼比。低频振荡分析的一般过程可归结为：

（1）首先用电力系统线性化模型进行频域分析，求取系统 A 矩阵特征值，找出具有正实部的所有或者绝对值最小的几个负实部特征值，每个这样的特征值就对应一个不稳定的系统振荡模式。

（2）根据求得的阻尼比的大小，对振荡模式进行分析。稳定的判据为各个振荡模式的阻尼比均大于 0。

（3）进行参与因子分析，参与因子反映了系统中各台发电机对同一振荡模式的参与程度，也称相关程度。参与因子常用来确定电力系统稳定器的配置地点，在参与因子大的电厂发电机上配置电力系统稳定器 PSS，一般可以得到良好的效果。

（4）进行特征向量（指右特征向量）分析，特征向量的模反映了系统中各机组对同一振荡模式的同调程度。具有相同相位的机组是完全同调的，相位基本相同的机组则是基本同调的，相位差在 180°左右的机组（或机群）则是反调的，即相对发生振荡。据此，可对振荡模式的类型作出判断。

（5）通过计算分析，初步确定 PSS 参数。

（6）使用常规稳定计算程序作时域仿真，包括小扰动和大扰动计算分析，以观察系统阻尼特性和改善系统稳定性效果，对 PSS 配置方案进行检验。一般情况下，阻尼比应不低于 0.03，若不满足，则进一步迭代循环，增加或改善 PSS 配置或采取其他措施增加阻尼，直到满足要求。

（7）在实际运行中，还需要结合现场调试情况进

一步整定 PSS 参数。

（8）随着电网结构的变化，还需要对采取的措施进行跟踪校核研究，进一步补充和完善采取的措施。

### 三、抑制低频振荡措施介绍

为抑制电力系统低频振荡，从理论上来讲主要可以采用一次系统策略和二次系统策略两种方式。

1．一次系统策略

一次系统策略主要包含以下内容：

（1）加强网架结构，减少重负荷输电线；

（2）采用串联补偿，减少送受端的电气距离；

（3）采用直流输电，从根本上避免功率振荡；

（4）在长距离输电线上装设 SVC，以改善系统的动态性能。

2．二次系统策略

二次系统策略是指增加附加阻尼控制，从而达到抑制振荡的目的。在实际应用中，主要有以下方法。

（1）电力系统稳定器（PSS）。PSS 作为抑制电力系统低频振荡最成熟、最经济的措施，被世界各地广泛接纳并使用。其基本原理是在发电机励磁系统的自动电压调节器（automation voltage regulation，AVR）上，增加附加控制信号反馈，该信号可以是发电机转速、功率、频率偏差中的一种或多种信号组合，产生阻止转子摇摆振荡的附加阻尼力矩，使电力系统增加阻尼，增强系统的稳定性。由于该方法具有易实现、经济效益显著等优点，已成为抑制低频振荡的最主要方法。

（2）利用灵活交流输电（flexible AC transmission system，FACTS）装置附加控制。FACTS 装置具有调节快速、灵活的特点，可利用 FACTS 装置附加控制提供低频振荡的附加阻尼，从而取得抑制低频振荡的良好效果。与电力系统稳定器相比，FACTS 装置在抑制联络线上的低频振荡具有 PSS 难以达到的效果，但是 FACTS 装置的成本较高。

（3）直流功率调制技术。直流功率调制可以十分有效地抑制与其并联的交流输电线路上的功率振荡，此时最好的调制输入信号是交流输电线路功率。当然，直流输电的整流和逆变端均可以看作是并联在交流母线上的大功率 FACT 装置，因而可以通过附加控制实现对交流系统中其他低频振荡的抑制。

（4）多个阻尼控制器协调优化。实际的电力系统是一个非常复杂的非线性系统，各个振荡模式之间存在交互作用，各个控制器之间存在相互影响，当阻尼控制器的参数不协调或控制方法不适当会引起系统的低频振荡问题。传统的电力系统稳定器设计通常仅考虑本机组（电厂）的主导振荡模态抑制而较少顾及其他模态，各个阻尼控制器之间的协调性差，系统中装有多个阻尼控制器时，必须解决阻尼控制器的协调性问题。

## 第九节　发电机失磁对系统稳定的影响

### 一、发电机的失磁过程

汽轮发电机组失磁是运行中较常发生的现象，产生这种情况的原因很多。处理发电机组失磁的通常做法是，手动或由失磁保护将失磁机组与电网解列。发电机组突然与电网解列，特别是大型发电机组在满负荷状态下突然跳闸，将对电网产生较大的冲击。同时，发电机组突然甩负荷对相关热力设备的安全运行也不利。因此，在有条件的电厂采用大机组失磁后异步运行的方式，既满足电网安全运行的需要，也满足机组自身安全的需要。

大量研究与试验表明，对于水轮发电机（除少数例外），由于其同步电抗较小，异步力矩特性差，应在失磁时立即跳闸。而对于汽轮发电机，经验表明容量不超越 800MW 的发电机，满足下列条件时，都可以短时异步运行：

（1）失磁的机组应快速（最好是自动地）减出力到允许水平；

（2）电网应有相应的无功功率紧急备用，以保持电网的电压水平；

（3）失磁机组的厂用电保持正常工作，否则应自动切换到其他电压正常的电源。

发电机失磁以后，发电机和系统的各有关电气量和机械量都发生变化，该过程是电磁和机电综合过渡过程，它不仅与失磁发电机自身的参数和运行工况有关，而且与电力系统的结构、参数和运行方式有关。可利用一个汽轮发电机对无限大母线系统的简化系统进行发电机失磁后的物理过程分析，其系统接线图和等值电路图如图 10-10 所示。根据该等值系统可写出有关方程。

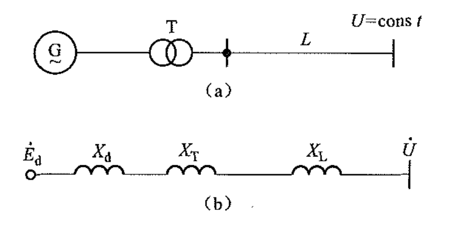



图 10-10　单机对无穷大母线系统接线图和等值电路图
（a）接线图；（b）等值电路图

1．同步电动势变化方程

$$E_d + T'_d\frac{dE_d}{dt} = E_d + (T_{d0} - T'_d)U\sin\delta\frac{d\delta}{dt} = E_{dp} + E_s \tag{10-26}$$

式中　$E_d$——发电机同步电动势瞬时值；

$E_{dp}$——励磁机供给的强迫励磁电流所感应的同

步电动势，若是部分失磁，$E_{dp}$ 将下降，若是全失磁，则 $E_{dp}$=0；

$T_{d0}$——发电机定子开路时励磁绕组的时间常数，$T'_d=\dfrac{X'_d+T_T+X_L}{X_d+T_T+X_L}T_{d0}$；

$\delta$——$\dot{E}_d$ 与 $\dot{U}$ 的夹角；

$E_s$——滑差电动势。

2. 发电机有功及无功特性方程

$$P=\frac{E_dU}{X_s}\sin\delta \tag{10-27}$$

$$Q=\frac{E_dU}{X_s}\cos\delta-\frac{U^2}{X_\varepsilon} \tag{10-28}$$

式中　$X_\varepsilon$——系统综合阻抗，$X_\varepsilon=X_d+X_T+X_L$。

3. 发电机转子运动方程

$$J\frac{d^2\delta}{dt^2}=P_{yj}-(P_t+P_{yb}) \tag{10-29}$$

式中　$J$——发电机组的惯性常数；

$P_{yj}$——原动机的机械功率；

$P_t$——发电机同步功率；

$P_{yb}$——发电机异步功率，在小滑差时可以认为与滑差成正比。

发电机的失磁过程可划分为同步振荡、异步运行和稳态异步运行三个阶段，各阶段中各物理量的变化规律如图 10-11 所示。

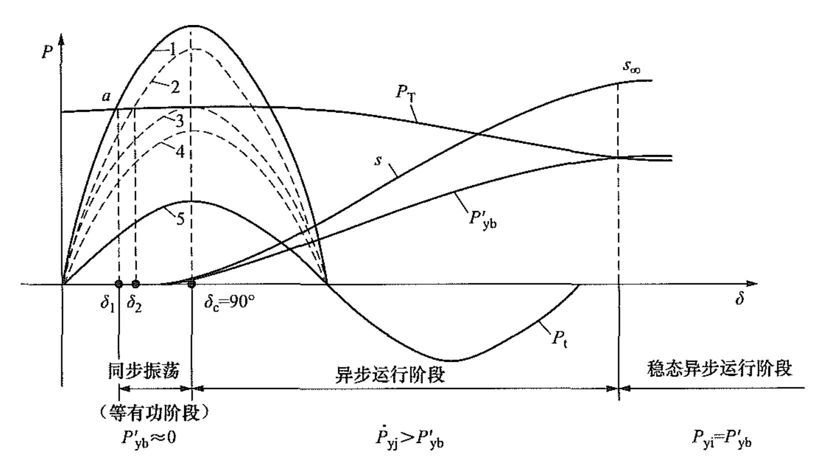



图 10-11　汽轮发电机输电系统，发电机失磁后各阶段的划分

4. 同步电动势 $E_d$

发电机失磁以后，转子磁通近似地按指数规律衰减，$E_d$ 也逐渐减小，当进入异步运行阶段后，$E_d$ 是滑差频率的正弦函数，其表达式为

$$E_d=\frac{(X_d-X'_d)sT'_dU}{X'_d+X_T+X_L}\sin(sT-\alpha) \tag{10-30}$$

其中，$\alpha=\operatorname{arc\,cot}sT'_d$，滑差 $s$ 越大，$E_d$ 波动幅值越大，周期越短。

5. 有功功率 $P$

从失磁开始到临界失步（$\delta_c$=90°）属于同步振荡范围，有功功率基本上保持常数并与原动机功率 $P_{yj}$ 平衡。发电机失步以后，转子速度大于定子磁场旋转速度，转子回路中感应出频率为滑差频率的电流，此电流的磁场与定子磁场相互作用，产生制动的异步功率 $P_{yb}$。$P_{yb}$ 中包括恒定分量、$P'_{yb}$ 和交变分量 $P''_{yb}$，$P'_{yb}$ 与原动机功率 $P_{yj}$ 相平衡，向系统输出有功功率，它随 $s$ 增大而增大，$P''_{yb}$ 以 2 倍滑差频率变化，其平均值为零。当发电机进入稳态异步运行阶段后，有

$$P'_{yb}=\frac{U^2}{2}\times\frac{X_d-X'_d}{X_\varepsilon X'_\varepsilon}\times\frac{sT'_d}{1+(s_\infty T'_d)^2} \tag{10-31}$$

其中，$X'_\varepsilon=X'_d+X_T+X_L$。

在不完全失磁的情况下，电磁制动功率中同时存在同步功率 $P_t$，其表达式为

$$P_t=\frac{E_{dP}U}{X_\varepsilon}\sin\delta \tag{10-32}$$

$P_t$ 以滑差频率变化，其平均值为 0。由于 $P_t$ 和 $P''_{yb}$ 的交变，使发电机在异步运行中的电磁功率产生周期性的冲击，引起滑差 $s$ 发生波动。

6. 无功功率 $Q$

发电机失磁后，将从并列运行的系统中吸取感性无功电流作为励磁电流。随着 $\delta$ 角的增大，$Q$ 值由正值变为负值，进入稳态异步运行阶段后，无功功率的特性方程为

$$Q=-\frac{U^2}{X_\varepsilon}\left\{1+\frac{(X_d-X'_d)sT'_d}{X'_\varepsilon[1+(sT'_d)^2]}\left(sT'_d\cos\delta-\frac{1}{2}\sin2\delta\right)\right\} \tag{10-33}$$

由系统吸收的无功功率平均值为

$$Q_P=-\frac{U^2}{X_\varepsilon}\left\{1+\frac{(X_d-X'_d)sT'_d}{X'_\varepsilon[1+(sT'_d)^2]}\right\} \tag{10-34}$$

无功功率的波动使失磁发电机端电压及系统电压波动。$Q$ 值大小与发电机特性和失磁前的负荷情况有

关。试验及理论分析结果表明，汽轮发电机全失磁达稳态异步运行后，从电网吸收的无功功率平均值是机组额定有功功率的 0.9～1.2 倍。

7. 机械功率 $P_{yj}$

发电机失磁后转子转速增加，原动机的调速器在转速增大的影响下，使汽轮机进汽量减小，机组输出的有功功率比额定功率小。

## 二、对系统的影响和估算方法

### （一）发电机失磁对电力系统的影响

发电机失磁对电力系统的影响表现在对有功功率、无功功率和稳定运行三个方面。

1. 对有功功率的影响

发电机失磁达稳态异步运行后，发电机输出的平均异步功率小于机组的额定功率，其减小程度视发电机型式不同而异。当失磁机组容量占系统容量的比重较大时，失磁引起的功率缺额对系统的影响不可忽视，必须采取相应的系统补救措施。

2. 对无功功率的影响

失磁发电机从系统吸收大量无功功率，在系统无功储备不足的情况下，将导致系统电压严重下降。无功功率的波动特性使电压发生波动。机组因失磁而造成的系统无功缺额，是机组失磁前发出的无功功率和失磁后吸收的无功功率之和，其值最大可达机组额定有功值的 2 倍。

3. 对系统稳定运行的影响

（1）频率下降。因失磁机组不允许异步运行或必须降低出力运行，引起的功率缺额将使系统频率降低，严重时将使低频减负荷装置动作，损失大量负荷。

（2）局部电压崩溃。在无功储备不足的系统内，大量无功缺额使局部地区降到临界电压以下，大量甩负荷。

（3）静稳定破坏。当失磁机组处于与长距离、大容量输电线相连接的情况下，机组失磁引起的电压下降可能使长距离输电系统的静稳定破坏，使事故扩大。

（4）电力系统瓦解。失磁机组有功功率和无功功率的变化，引起电力系统剧烈振荡，在不利的情况下，若振荡中心落在系统枢纽变电站附近，则将使整个电力系统瓦解。

### （二）估算方法

发电机失磁对系统的影响，目前可用计算机程序进行详细计算，也可用下述简单计算方法估算失磁机组对电力系统的影响：

（1）按式（10-34）求出失磁机组吸收的无功功率平均值 $Q_p$，计算出失磁发电机高压母线电压和机端电压，以此检查是否发生局部地区电压崩溃（包括厂用电瓦解）。

（2）检查与该高压母线连接的输电线路的静稳定裕度。此时可按实用判据检查，即输送功率是否满足 $P \leqslant EU/X$，其中 $E$ 取 1.05（标幺值），$U$ 为失磁机组高压母线电压标幺值，$X$ 为对端电厂到失磁机组高压母线间的联系阻抗标幺值，如不满足 $P \leqslant EU/X$，则对端电厂将因静稳定破坏而失步。

（3）按失磁机组具有精差电动势幅值为

$$E_s = (T_{d0} - T'_d)U\frac{d\delta}{dt} \tag{10-35}$$

式（10-35）中 $U$ 值为 1.05（标幺值）。检查振荡中心是否落到系统枢纽变电站附近。当失磁可能破坏其他机组静稳定时，振荡中心的计算应计及其他机组失步的影响，即需要做出三个不同频率电源所确定的振荡中心变动范围（以任意两电源合并对第三个电源求一个振荡中心，共求出三个振荡中心，形成变动范围）。

经上述检查，若发现失磁机组有可能扩大为系统事故时，应采取自动化措施或其他措施加以防范。

## 三、防止失磁的主要措施

机组失磁可能对电力系统稳定运行造成严重后果，应根据系统具体特点及制造厂对机组自身的要求，采取不同措施，减轻对系统的影响和保证机组的安全。主要措施有装设失磁保护装置、备用励磁快速切换和快速减少失磁发电机出力等。

1. 装设失磁保护装置

按我国现行规程，100MW 及以上容量的发电机、对电力系统有重大影响的 100MW 以下容量发电机应装设专用的失磁保护装置。失磁保护装置由阻抗元件、母线低电压元件和闭锁（启动）元件组成：阻抗元件用于检出失磁故障，按静稳定边界或异步边界整定；母线低电压元件的动作电压，由稳定运行条件决定的临界电压整定；闭锁元件用于防止保护装置在其他异常运行方式（如外部短路、系统振荡以及电压回路断线等）下误动作。

大型汽轮发电机组对异步运行的限制比较严格，失磁后母线电压低于允许值时，该装置将带时限动作于解列。

2. 备用励磁快速切换

发电机失磁以后，在系统条件允许时，不宜立刻切除机组，以减少系统功率缺额。因为某些失磁事故是可以通过排除励磁系统故障的方法得以解决的，其中备用励磁快速切换便是一种有效的方法。当发电机励磁系统采用直流励磁方式时，一般电厂内设有备用励磁系统，为采取这一措施提供了条件。

3. 快速减少失磁发电机出力

快速减少失磁发电机出力是失磁发电机迅速摆脱失步危险的有效措施，即使不能避免失步，也能减小失步后的滑差，减轻对电力系统运行的影响，争取到处理励磁系统故障的时间，以迅速恢复同步运行。对汽轮发电机，当失磁后母线电压未低于允许值时，失磁保护动作于信号和自动减出力，这一措施需与原动机调节系统协调，并视其是否允许而定。

# 第十一章

# 短路电流计算

## 第一节　短路电流计算目的和内容

### 一、计算目的

短路是电力系统中的一种故障状态，是处在运行中的线路或电气设备相与相之间，或相与地之间发生的直接的或经过外部阻抗的非正常连接。短路故障发生时，回路中将流过比正常方式负荷电流大得多的短路电流，可能对电力系统造成严重危害。

短路电流计算是电力系统发生短路故障时，对短路后的电流、电压及其分布的计算。在电力系统规划设计阶段，短路电流计算主要目的有：

（1）选择断路器的遮断电流（遮断容量），并对断路器、母线、隔离开关、变压器等设备选型提出短路电流方面的要求。

（2）优化比选电网规划中各接线方案，提出限制系统短路电流水平的措施。

（3）分析直流输电工程送、受端交流系统的强弱程度，为确定直流工程的合适落点、电压等级、输电容量等提供技术参考。

（4）为选择合适的地线型号提供相关资料。

（5）分析输电线路对附近通信线、油气管道的电磁影响，确定是否采取相应的保护措施。

### 二、计算内容

交流系统发生短路故障的基本类型主要分为对称性短路（三相短路）和不对称性短路（单相短路、两相短路、两相接地短路），短路故障基本类型示意如图 11-1 所示。

短路电流由周期分量和非周期分量两部分组成，其中：周期分量取决于电源电压和回路阻抗，是随时间按正弦规律变化的短路电流；非周期分量（即直流分量）是回路中存在电感而引起的自感电流，其幅值在短路瞬间最大但在暂态过程中以时间常数 $T_a$ 按指数率衰减。典型的短路电流波形示意如图 11-2 所示。短路电流由幅值衰减的交流周期分量和以初始值 A 开始衰减到零的非周期分量组成。

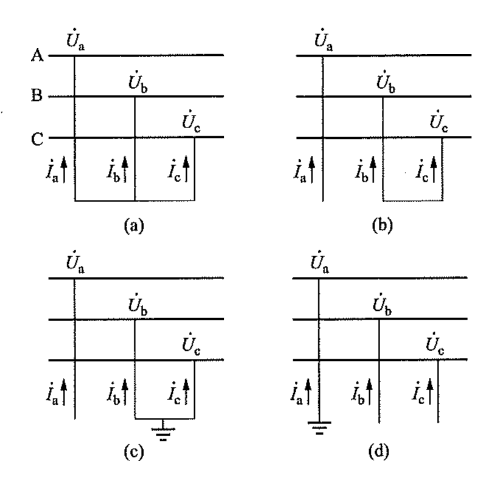



图 11-1　短路电流的基本类型
（a）三相短路；（b）两相短路；（c）两相接地短路；（d）单相短路

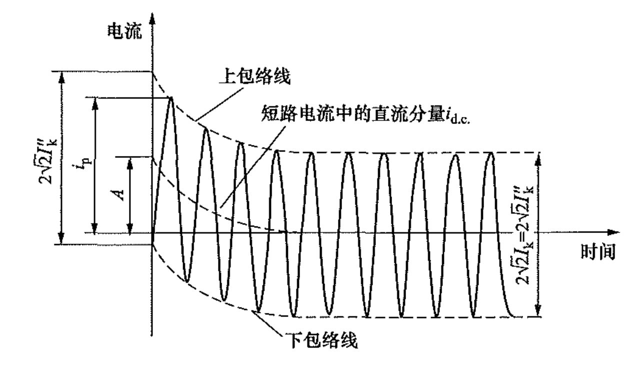



图 11-2　典型的短路电流波形示意图
$I''_k$—对称短路电流初始值；$i_p$—短路电流峰值；$I_k$—稳态短路电流；$i_{d.c.}$—短路电流的非周期分量；$A$—直流分量 $i_{d.c.}$的初始值

在电力系统规划设计阶段，一般只计算 0s 时短路电流周期分量，主要内容包括：

（1）对于电厂或变电站母线，一般计算年份选取：设备投产年、投产后 5～10 年、远景年，最大运行方式时三相短路和单相接地短路的短路电流。

（2）对于分析直流换流站最小短路比、整定继电保护和选择熔断器等，需计算相关年份系统最小运行方式的短路电流。

（3）对于两站之间平行架设（包括同杆双回或同杆多回）的交流线路，根据线路两端的短路电流水平，计算相邻线路沿线的短路电流分布。

在部分工程设计中，有时需要进行短路电流的非周期分量计算。

## 第二节 短路电流计算条件和方法

### 一、计算条件

在电力系统规划设计和工程前期设计阶段中，短路电流计算采取以下基本假设条件：

（1）短路前正常工作时，三相交流系统对称运行。

（2）短路瞬间为纯金属性短路，不计导体之间或导体对地之间的电阻。

（3）故障前为空载，即负荷略去不计，只计算短路电流的故障分量。

（4）除了零序系统外，一般可忽略所有线路电容、并联导纳。

（5）各台同步发电机均以次暂态电抗 $X_d''$ 和次暂态电动势 $E''$ 表示。电力系统各元件的磁路不计饱和，即带铁芯的电气设备的电抗值不随电流大小发生变化。

（6）计算暂态过程短路电流的衰减时间常数时，需考虑系统各元件电阻。

（7）对于交直流互联系统，当采用常规直流输电时，考虑交流系统故障时直流系统不提供短路电流，换流变压器传输的功率可按等效负荷处理；采用柔性直流输电时，换流器交流母线发生短路故障时，应考虑柔性直流输电系统提供的短路电流。

（8）对于串联补偿电容器，如果配置与之并联的限压保护装置，并且保护装置在发生短路时动作，则计算短路电流时应计及该限压保护装置动作对短路电流的影响。

（9）对于风电、光伏电站等新能源接入系统，当电网规模大而新能源规模较小时，短路电流计算可简化处理；反之，则需考虑新能源接入对系统短路电流水平的影响。其中，在计算有风电接入的电网短路电流时，应根据风电机组的基本原理、控制系统结构和接入电网方式不同区别对待。直驱式风电机组可予以忽略，固定转速风电机组可按照同容量的感应电动机处理，双馈变速风电机组可近似按照同容量的感应电动机处理。

### 二、计算方法

在电力系统规划设计中，常用的短路电流计算方法主要有叠加法和等效电压源法。

（一）叠加法

叠加法是根据线性电路的叠加原理，将短路后支路电流、节点电压分解为正常分量和故障分量，正常分量由短路前的网架结构和潮流分布状态决定，故障分量由故障点注入短路电流的等效电源励磁产生。叠加法是基于潮流的短路电流计算方法，考虑每台发电机的次暂态电势，不需要对发电机、变压器、线路、负荷等系统元件进行简化或搭建，由于电网实际运行方式复杂多变，难以确定在电网造成最大短路电流的特定潮流分布，因此大电网短路电流计算很少采用叠加法。

（二）等效电压源法

等效电压源法是在系统短路点引入一个虚拟电压源，该电压源为网络的唯一电压源，其他电源如同步发电机、同步电动机、异步电动机和馈电网络的电动势均视为 0，并用其自身内阻抗代替。在短路点应用戴维南等效值法，求得短路点的系统等值阻抗和等值电压源，继而计算短路点的短路电流及各个电源支路的短路电流。等效电压源法采用次暂态电抗，考虑线路电阻、线路充电电容、线路高压并联电抗器、低压并联电抗器等设备的影响，无须进行短路前的潮流分布的计算。

在电力系统规划设计阶段，针对大电网的短路电流计算，通常采用短路点等效电压源法，其计算结果一般情况下具有可接受的精度。

用等效电压源计算短路电流时，短路点用等效电压源 $cU_n/\sqrt{3}$ 代替，其中，$U_n$ 为系统标称电压（线电压），$c$ 为电压系数，即在标幺值下短路点注入的不再是单位电流，而是引入电压系数 $c$，主要原因为：

（1）电压随时间、地点变化；

（2）变压器分接开关的变化；

（3）计算短路电流时一般忽略负荷与电容；

（4）发电机与电动机的超瞬态特性。

应用等效电压源计算短路电流电压系数 $c$ 取值情况见表 11-1。计算短路电流最大值时用最大电压系数 $c_{max}$，最小值时用最小电压系数 $c_{min}$。

表 11-1 电 压 系 数

| 标称电压 $U_n$ | 电压系数 | |
|---|---|---|
| | $c_{max}$ | $c_{min}$ |
| 低压 100V≤$U_n$≤1000V | 1.05* <br> 1.10** | 0.95 |

续表

| 标称电压 $U_n$ | 电压系数 | |
|---|---|---|
| | $C_{max}$ | $C_{min}$ |
| 中压 1kV＜$U_n$≤35kV | 1.10 | 1.00 |
| 高压 35kV＜$U_n$ | 1.10 | 1.00 |

注　1. $C_{max}U_n$不宜超过电力系统设备的最高电压 $U_m$。
　　2. 如果没有定义标称电压，宜采用 $C_{max}U_n=U_m$、$C_{min}U_n=0.90U_m$。
*　1.05 应用于允许电压偏差为+6%的低压系统，如 380V/ 400V。
**　1.10 应用于允许电压偏差为+10%的低压系统。

## 第三节　短路电流工频周期分量计算

### 一、基本计算公式

当系统发生三相短路或三相接地短路后，系统中的电流、电压仍然是对称的。在第二节的基本假定计算条件下，0s时三相短路电流的周期分量有名值可按以下公式计算

$$I''_d=\frac{cU_n}{\sqrt{3}X_{dd}} \tag{11-1}$$

式中　$I''_d$——短路故障点的短路电流周期分量有名值，kA；
$X_{dd}$——短路故障点的等值电抗有名值，Ω；
$c$——电压系数；
$U_n$——系统标称电压（线电压），kV。

或

$$I''_{d*}=\frac{c}{X_{dd*}} \tag{11-2}$$

式中　$I''_{d*}$——短路故障点的短路电流周期分量，标幺值；
$X_{dd*}$——短路故障点的等值电抗，标幺值。

或

$$I''_d=I''_{d*}I_j=I''_{d*}\frac{S_j}{\sqrt{3}U_j} \tag{11-3}$$

式中　$I''_d$——短路故障点的短路电流周期分量，kA；
$S_j$——短路故障点的基准容量，MV·A，通常取 $S_j$＝100 MV·A；
$U_j$——短路故障点的基准电压，kV。

或

$$S''_d=\frac{S_j}{X_{dd*}} \tag{11-4}$$

式中　$S''_d$——短路故障点的短路容量，MV·A。

### 二、对称分量法

当系统发生单相接地短路、两相短路或两相接地短路故障时，在短路点产生了系统结构的不对称，但其他部分三相仍然是对称的。在计算三相交流系统由对称或不对称短路产生的短路电流时，应用对称分量法可使计算过程大大简化。

对称分量法将三相网络和元件参数转化为正序、负序和零序（简写为 1、2、0）三序网络参数，将系统分解为三个独立的对称分量系统。任一组不对称相量（电流、电压等）也都可以分解为三组对称分量，即正序分量、负序分量和零序分量。网络中各支路的电流可由正序、负序和零序三个对称分量电流叠加得到。因此，可应用等效电源法分别计算各序网分量，然后从对称分量中求出实际的短路电流值和电压值。

对称分量的基本关系见表 11-2。

表 11-2　对称分量的基本关系

| | 电流 $\dot{I}$ 的对称分量 | 电压 $\dot{U}$ 的对称分量 | | 计算因子 $a$ 值 |
|---|---|---|---|---|
| 相量 | $\dot{I}_a=\dot{I}_{a1}+\dot{I}_{a2}+\dot{I}_{a0}$<br>$\dot{I}_b=a^2\dot{I}_{a1}+a\dot{I}_{a2}+\dot{I}_{a0}$<br>$\dot{I}_c=a\dot{I}_{a1}+a^2\dot{I}_{a2}+\dot{I}_{a0}$ | 电压降 | $\Delta\dot{U}_1=\dot{I}_1 jX_1$<br>$\Delta\dot{U}_2=\dot{I}_2 jX_2$<br>$\Delta\dot{U}_0=\dot{I}_0 jX_0$ | $a=e^{j120°}=-\frac{1}{2}+j\frac{\sqrt{3}}{2}$<br>$a^2=e^{j240°}=e^{-j120°}=-\frac{1}{2}-j\frac{\sqrt{3}}{2}$<br>$a^3=e^{j360°}=1$ |
| 序分量 | $\dot{I}_{a0}=\frac{1}{3}(\dot{I}_a+\dot{I}_b+\dot{I}_c)$<br>$\dot{I}_{a1}=\frac{1}{3}(\dot{I}_a+a\dot{I}_b+a^2\dot{I}_c)$<br>$\dot{I}_{a2}=\frac{1}{3}(\dot{I}_a+a^2\dot{I}_b+a\dot{I}_c)$ | 短路处电压分量 | $\dot{U}_{d1}=\dot{E}-\dot{I}_{d1}jX_{1\Sigma}$<br>$\dot{U}_{d2}=-\dot{I}_{d2}jX_{2\Sigma}$<br>$\dot{U}_{d0}=-\dot{I}_{d0}jX_{0\Sigma}$ | $a^2+a+1=0$<br>$a^2-a=\sqrt{3}e^{-j90°}=-j\sqrt{3}$<br>$a-a^2=\sqrt{3}e^{j90°}=j\sqrt{3}$<br>$1-a=\sqrt{3}e^{-j30°}=\sqrt{3}\left(\frac{\sqrt{3}}{2}-j\frac{1}{2}\right)$<br>$1-a^2=\sqrt{3}e^{j30°}=\sqrt{3}\left(\frac{\sqrt{3}}{2}+j\frac{1}{2}\right)$ |

## 三、计算机算法及数学模型

复杂电力系统的短路电流一般都应用计算机进行计算。目前，国内电力行业普遍应用的短路电流计算程序有 PSD-BPA、PSASP、PSSE，NETOMAC 等程序，其计算原理基本相同，均以正序对称法为基础、应用等效电源法进行短路电流计算。即分别计算三序网络参数，形成网络的节点阻抗矩阵或节点导纳矩阵；建立序网中电流、电压的关系，求取短路故障点各序电压电流分量；利用对称分量的基本关系，求出故障点实际的全短路电流值和电压值。由于电网的节点阻抗矩阵是满矩阵，当网络大节点数增多时，阻抗矩阵占用的计算机时间和内存容量都将大大增加，因此，目前大多采用稀疏的节点导纳矩阵计算短路电流。

在有 $n$ 个节点的电力网中，接入 $m$ 台同步发电机（$m<n$），发生短路电流故障，数学模型为

$$\left.\begin{aligned}Y_{(1)}\dot{U}_{(1)}&=\dot{I}_{(1)}+\dot{I}_{k(1)}\\Y_{(2)}\dot{U}_{(2)}&=0+\dot{I}_{k(2)}\\Y_{(0)}\dot{U}_{(0)}&=0+\dot{I}_{k(0)}\end{aligned}\right\}\tag{11-5}$$

将式（11-5）两边同乘 $\boldsymbol{Y}$ 矩阵的逆矩阵 $\boldsymbol{Z}$，可得

$$\left.\begin{aligned}\dot{\boldsymbol{U}}_{(1)}&=\dot{U}_{Z(1)}+\boldsymbol{Z}_{(1)}\dot{I}_{k(1)}\\\dot{\boldsymbol{U}}_{(2)}&=0+\boldsymbol{Z}_{(2)}\dot{I}_{k(2)}\\\dot{\boldsymbol{U}}_{(0)}&=0+\boldsymbol{Z}_{(0)}\dot{I}_{k(0)}\end{aligned}\right\}\tag{11-6}$$

式中 $\dot{I}_{(1)}$——已知的正序网注入点电流源；

$\boldsymbol{Y}_{(1)}$、$\boldsymbol{Y}_{(2)}$、$\boldsymbol{Y}_{(0)}$——已知的各序网导纳矩阵；

$\boldsymbol{Z}_{(1)}$、$\boldsymbol{Z}_{(2)}$、$\boldsymbol{Z}_{(0)}$——已知的各序网阻抗矩阵；

$\dot{U}_{(1)}$、$\dot{U}_{(2)}$、$\dot{U}_{(0)}$——待求解的各序节点电压 $n$ 阶列相量；

$\dot{I}_{k(1)}$、$\dot{I}_{k(2)}$、$\dot{I}_{k(0)}$——待求解故障点的各序节点电流 $n$ 阶列相量。

由式（11-6）可求得故障节点 $i$ 的各序电压值为

$$\left.\begin{aligned}\dot{U}_{ki(1)}&=\dot{U}_{Zi(1)}+Z_{ii(1)}\dot{I}_{ki(1)}\\\dot{U}_{ki(2)}&=0+Z_{ii(2)}\dot{I}_{ki(2)}\\\dot{U}_{ki(0)}&=0+Z_{ii(0)}\dot{I}_{ki(0)}\end{aligned}\right\}\tag{11-7}$$

式中 $\dot{U}_{Zi(1)}$——已知的正序网故障口开路时各节点电压；

$Z_{ii(1)}$、$Z_{ii(2)}$、$Z_{ii(0)}$——已知故障点 $i$ 的各序等值阻抗；

$\dot{U}_{ki(1)}$、$\dot{U}_{ki(2)}$、$\dot{U}_{ki(0)}$——待求解的故障节点各序电压分量；

$\dot{I}_{ki(1)}$、$\dot{I}_{ki(2)}$、$\dot{I}_{ki(0)}$——待求解的故障节点各序电流分量。

式（11-7）中待求解的故障节点各序电压、电流 6 个分量，需补充不同短路故障的边界条件联立方程式才能计算求得。不同短路故障类型的短路电流计算详见表 11-3。

若短路电流计算时假定故障点电压 $U_i$=1（标幺值，$i$=1、2…$n$），求得故障点短路电流后，代入式（11-6）可求得各序网节点电压，并进一步求得各支路电流，最后将电压、电流的正序、负序、零序分量合成 a、b、c 相量，即完成了短路电流工频周期分量全电流的计算。

表 11-3 不同短路故障类型的短路电流计算

| 故障类型 | 正序电流 | 负序电流 | 零序电流 | 边界条件方程 |
|---|---|---|---|---|
| 单相短路 | $\dot{I}_{ki(1)}=\dfrac{-\dot{U}_{ki(1)}}{Z_{ii(1)}}$ | $\dot{I}_{ki(2)}=0$ | $\dot{I}_{ki(0)}=0$ | $\dot{I}_{ki(2)}=\dot{I}_{ki(0)}=0$<br>$\dot{U}_{ki(1)}=0$ |
| 两相短路 | $\dot{I}_{ki(1)}=\dfrac{-\dot{U}_{ki(1)}}{Z_{ii(1)}+Z_{ii(2)}}$ | $\dot{I}_{ki(2)}=-\dot{I}_{ki(1)}$ | $\dot{I}_{ki(0)}=0$ | $\dot{I}_{ki(1)}+\dot{I}_{ki(2)}=0$<br>$\dot{I}_{ki(0)}=0$<br>$\dot{U}_{ki(1)}=\dot{U}_{ki(2)}$ |
| 两相接地短路 | $\dot{I}_{ki(1)}=\dfrac{-\dot{U}_{ki(1)}}{Z_{ii(1)}+\Sigma Z_{ii}}$<br>$\Sigma Z_{ii}=\dfrac{Z_{ii(2)}Z_{ii(0)}}{Z_{ii(2)}+Z_{ii(0)}}$ | $\dot{I}_{ki(2)}=-\dot{I}_{ki(1)}\dfrac{\Sigma Z_{ii}}{Z_{ii(2)}}$ | $\dot{I}_{ki(0)}=-\dot{I}_{ki(1)}\dfrac{\Sigma Z_{ii}}{Z_{ii(0)}}$ | $\dot{I}_{ki(1)}+\dot{I}_{ki(2)}+\dot{I}_{ki(0)}=0$<br>$\dot{U}_{ki(1)}=\dot{U}_{ki(2)}=\dot{U}_{ki(0)}$ |
| 三相短路 | $\dot{I}_{ki(1)}=\dfrac{-\dot{U}_{ki(1)}}{Z_{ii(1)}+Z_{ii(2)}+Z_{ii(0)}}$ | $\dot{I}_{ki(2)}=\dot{I}_{ki(1)}$ | $\dot{I}_{ki(0)}=\dot{I}_{ki(1)}$ | $\dot{I}_{ki(1)}=\dot{I}_{ki(2)}=\dot{I}_{ki(0)}$<br>$\dot{U}_{ki(1)}+\dot{U}_{ki(2)}+\dot{U}_{ki(0)}=0$ |

## 四、正序等效定则

在忽略了线路电容和电阻后，工程上经常应用正序等效定则计算各种短路类型故障点 $i$ 的正序电流和全电流。

假设不考虑电压系数 $c$，正序电流的计算公

式为

单相接地短路 $$I_{a1}=\frac{1}{X_{1\Sigma}+X_{2\Sigma}+X_{0\Sigma}} \quad (11\text{-}8)$$

两相短路 $$I_{a1}=\frac{1}{X_{1\Sigma}+X_{2\Sigma}} \quad (11\text{-}9)$$

两相接地短路 $$I_{a1}=\frac{1}{X_{1\Sigma}+\dfrac{X_{2\Sigma}X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma}+X_{0\Sigma}}} \quad (11\text{-}10)$$

式中 $X_{1\Sigma}$、$X_{2\Sigma}$、$X_{0\Sigma}$——故障点的正序、负序和零序电抗。

因此，可以统一用下式表示各类短路的正序电流计算公式，即

$$I_{a1}^{(n)}=\frac{1}{X_{1\Sigma}+X_{\Delta}^{(n)}} \quad (11\text{-}11)$$

式中 $X_{\Delta}^{(n)}$——附加阻抗，与短路类型有关，上角（$n$）表示短路的类型。

对于不同的短路类型，$X_{\Delta}^{(n)}$ 值分别为：

（1）单相接地短路：$X_{\Delta}^{(1)}=X_{2\Sigma}+X_{0\Sigma}$；

（2）两相短路：$X_{\Delta}^{(2)}=X_{2\Sigma}$；

（3）两相接地短路：$X_{\Delta}^{(1,1)}=\dfrac{X_{2\Sigma}X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma}+X_{0\Sigma}}$；

（4）三相短路：$X_{\Delta}^{(3)}=0$。

式（11-11）表明：网络中某一点发生不对称短路时，短路点的正序电流与在短路支路每一相中加入附加阻抗 $X_{\Delta}^{(n)}$ 而发生的三相短路电流相等，这一规律称为正序等效定则。

在求出短路点的正序电流之后，可计算短路点的短路合成电流，即全电流，公式为

$$I_{a}^{(n)}=m^{(n)}I_{a1}^{(n)} \quad (11\text{-}12)$$

对于不同的短路类型，短路时的 $m^{(n)}$ 值分别为：

（1）单相接地短路：$m^{(1)}=3$；

（2）两相短路：$m^{(2)}=\sqrt{3}$；

（3）两相接地短路：$m^{(1,1)}=\sqrt{3}\sqrt{1-\dfrac{X_{2\Sigma}X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma}+X_{0\Sigma})^{2}}}$；

（4）三相短路：$m^{(3)}=1$。

## 五、计算分析

应用计算机进行短路电流周期分量计算的主要步骤如下：

（1）选择短路电流计算年份。

（2）准备相应年份的电网接线图。

（3）确定与短路电流有关的运行方式，包括最大、最小开机方式，电网合环或解环运行，母线合母或分母运行等。

（4）计算各元件的正序、负序、零序阻抗（电抗）。

（5）按短路电流计算程序要求输入数据建立文件。

（6）运行计算数据文件。

（7）根据需要输出相关短路电流计算结果，包括母线节点短路电流、线路分支电流等。

（8）在目前国内广泛应用的 PSD-BPA 电力系统计算程序包中，短路电流计算程序与潮流稳定计算程序已有相应的数据接口，无须另为短路计算准备复杂的网络拓扑数据和相应参数，可省略上述步骤（1）～（4）即能进行电网的短路电流计算。

PSD-BPA 程序包中的短路电流计算模块提供了基于网络方案和基于潮流的两种计算方法。通常选用基于网络方案的计算方法，即应用等效电压源法计算等值点和大地之间进行等效的全系统戴维南等效阻抗。目前，PSD-BPA 短路电流计算模块已支持 IEC 60909 标准，可取母线基准电压 1.0～1.1（标幺值）作为短路点开路电压，在此基础上可进行系统不同故障类型的短路电流计算。GB/T 15544.1—2013《三相交流系统短路电流计算 第 1 部分：电流计算》关于短路计算基本原则与 IEC 60909 标准一致。

不同区域电网及电网规划、设计、运行不同部门有可能采用不同的短路电流计算程序，程序内的计算条件选择不同，则可能导致短路电流的计算结果不同。主要差别集中在变压器变比和节点电压的选取上，此外，对线路电容、无功补偿设备以及负荷模型的处理方式，也会影响短路电流的计算结果。因此，在进行短路电流计算时，尚需根据短路电流计算最新标准，结合电网规划、设计和运行等具体要求合理选择短路电流计算条件，详细分析判断计算结果。

# 第四节 短路电流非周期分量计算

短路电流的非周期分量（即直流分量）与短路时同步发电机转子位置相关。根据磁链守恒定律，短路电流的最大非周期（直流）分量 $i_{\text{d.c.}}$ 可按下式计算

$$\left.\begin{aligned} i_{\text{d.c.}}&=\sqrt{2}I_{k}''e^{-2\pi\cdot ftR/X}=\sqrt{2}I_{k}''e^{\frac{-t}{T_a}}=k\sqrt{2}I_{k}'' \\ T_{a}&=\frac{1}{2\pi f}\cdot\frac{X}{R} \\ k&=e^{\frac{-t}{T_a}} \end{aligned}\right\} \quad (11\text{-}13)$$

式中 $I_{k}''$——三相短路短路电流周期分量初始值；

$f$——电力系统的额定频率，50Hz；

$t$——时间，s；

$R/X$——短路阻抗的电阻和电抗之比；

$T_{a}$——直流分量衰减的时间常数，其值取决于等值回路中电抗与电阻的比值；

$k$——开断时刻直流分量相对于直流分量初

始值的衰减系数。

由式（11-13）可知，短路直流分量的最大值等于交流分量初始值的幅值。

## 第五节　网络等值计算

### 一、等值前提条件

在进行电力系统局部网络的某些专题研究中，需重点关注局部网络内部的各元件的运行响应特性，但又不能忽略外部电网运行情况的影响。因此，当涉及的电网规模较大、元件支路和节点数较多时，为提高计算效率同时保证计算精度，需要将外部网络进行一定的等值简化处理。其中，通过选取保留重要节点，进行短路电流计算挂等值机，成为电力系统应用较多的静态等值方法之一。

### 二、正序等值

对于一个 $n$ 节点的电力系统可选择其中 $m$ 个节点（$m<n$）进行正序等值，形成 $m$ 节点的正序等值电网，等值前后相应节点三相短路电流水平相等。

正序等值计算关键在于确定正序等值电网的参数，主要包括等值端点之间的阻抗参数、等值端点与等值内电势或与大地之间的阻抗参数。例如，一个大系统等值成三个节点的拓扑结构示意如图 11-3 所示。

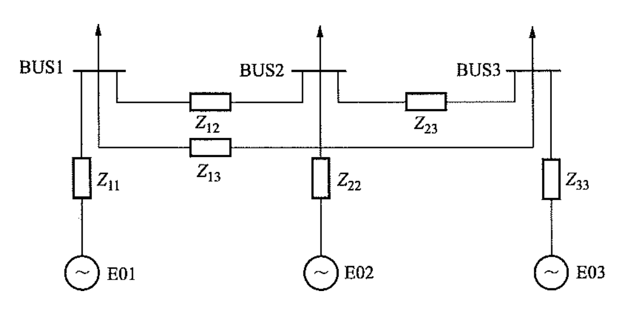



图 11-3　大系统等值或三个节点的拓扑结构示意图

简单电力系统可通过串联、并联、星三角变换等手段进行网络简化，形成等值电网。对于复杂电力系统可通过网络的导纳矩阵和阻抗矩阵计算求取正序等值电网的参数。

$n$ 节点网络阻抗矩阵 $\boldsymbol{Z}$ 为

$$\boldsymbol{Z}=\begin{bmatrix} Z_{11} & \cdots & Z_{1\mathrm{D}} & \cdots & Z_{1n} \\ & & \vdots & & \\ Z_{\mathrm{D}1} & \cdots & Z_{\mathrm{DD}} & \cdots & Z_{\mathrm{D}n} \\ & & \vdots & & \\ Z_{n1} & \cdots & Z_{n\mathrm{D}} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \tag{11-14}$$

根据阻抗矩阵元素的物理意义，若在 D 点对系统进行等值，则等值阻抗为 $Z_{\mathrm{DD}}$；若在 1、2、…、$m$ 等点对系统进行多点等值，则等值网络的阻抗矩阵 $\boldsymbol{Z}'$ 可表示为

$$\boldsymbol{Z}'=\begin{bmatrix} Z_{11} & \cdots & Z_{1\mathrm{D}} & \cdots & Z_{1m} \\ & & \vdots & & \\ Z_{\mathrm{D}1} & \cdots & Z_{\mathrm{DD}} & \cdots & Z_{\mathrm{D}m} \\ & & \vdots & & \\ Z_{m1} & \cdots & Z_{m\mathrm{D}} & \cdots & Z_{mm} \end{bmatrix} \tag{11-15}$$

式（11-15）中各元素为 $\boldsymbol{Z}$ 中相应元素，通过对 $\boldsymbol{Z}'$ 求逆可得 M 点等值系统的导纳矩阵 $\boldsymbol{Y}'$，通过 $\boldsymbol{Y}'$ 可方便求出等值系统的阻抗参数。

上述计算中涉及的矩阵计算可由相关数学计算软件求解。DSP-BPA 电力系统计算程序包也提供了等值模块，可直接输出等值电路中的各阻抗参数。

### 三、零序等值

零序等值与正序等值方法相似，区别在于采用的阻抗矩阵为系统零序阻抗矩阵 $\boldsymbol{Z}_0$，即可求得零序等值系统的阻抗参数。

## 第六节　短路电流限制

### 一、影响短路电流水平的因素

影响短路电流水平的主要因素包括：

（1）电网结构的紧密程度及不同电压等级电网的耦合程度。

（2）大容量发电厂、发电厂群的布局、与负荷中心的距离远近以及接入系统方式。

（3）电厂升压变压器和电网枢纽变压器的容量及阻抗大小。

（4）电力系统互联方式。

（5）变压器中性点接地方式及数量（主要影响单相接地短路电流）。

### 二、短路电流增大引起的问题和危害

由于现代大电力系统的不断发展，电网的短路电流也不断增大，由此引起的主要问题和危害有：

（1）造成电网中的断路器、隔离开关、电流互感器、母线及支持构架等设备损坏。有时甚至引起发电厂电气部分和变电站大规模改造，电力设备费用和建设投资大大增加。

（2）引起跨步电压和接触电压增大，危及人畜生命。

（3）单相接地短路电流增大，对与电力线平行的弱电通信线路、铁路信号、无线电广播及燃气管线等会产生危险的感应电压和感应电流，造成严重的干扰、

发热、腐蚀等破坏作用。

## 三、限制措施

### （一）各级电压短路电流水平

世界上许多国家大都根据自身电力系统的发展需要、断路器制造能力和供应条件，确定适应当前及一定发展阶段的短路电流水平控制标准。根据目前国内断路器设备的供应，各电压等级断路器开断短路电流水平能力值见表 11-4。

**表 11-4 各电压等级断路器开断短路电流水平能力值**

| 电压（kV） | 开断短路电流水平能力（kA） |
|---|---|
| 1000 | 50、63 |
| 750 | 50、63 |
| 500 | 50、63 |
| 330 | 50、63 |
| 220 | 40、50、63 |
| 110 | 31.5、40 |
| 66 | 31.5、40 |
| 35 | 25、31.5、40 |
| 20 | 16、20、25 |
| 10 | 16、20、25、31.5、40 |

### （二）限制措施

1. 从电网结构上采取限制措施

（1）当系统发展到较大规模时，考虑适当减少变电站出线规模，并合理选择接线型式，以降低网络紧密程度；

（2）大容量电厂和机组直接接入最高一级电压电网，发电厂之间不直接相连，避免远方电源在送电端或中途互联；

（3）适时提高电力系统电压等级，在高一级电压电网形成并逐步加强后，适时将低一级电压电网解环分片运行；

（4）采用直流输电或直流背靠背联网技术，隔离互联电网间短路电流的传输；

（5）发电厂和变电站母线分段运行。

2. 从电气设备上采取限制措施

（1）采用高阻抗变压器；

（2）采用串联电抗器或其他限流设备；

（3）采用分裂绕组变压器。

3. 单相短路电流限制措施

（1）限制变压器中性点接地数量；

（2）变压器中性点经小电抗接地；

（3）限制或不采用自耦变压器。

## 四、限流设备参数选择

### （一）线路串联电抗器选择

1. 额定电抗值 $X_N$

（1）进行线路串联电抗器不同阻值方案的短路电流计算，分析短路电流限制效果及其远景适应性；

（2）校核其阻值方案对电网运行影响，包括潮流分布、无功损耗、电压降和系统稳定性计算；

（3）根据短路电流限制效果好、系统稳定影响小的要求，结合设备厂商现有设备制造能力、场地情况、经济性等综合因素，确定合适的线路串联电抗器额定电抗值。

2. 额定电流值 $I_N$

线路串联电抗器的额定电流选择一般与相应线路的额定电流相匹配，需对输电线路可能的输送潮流情况进行分析，并结合系统发展情况研究确定。

3. 额定容量 $S_N$

线路串联电抗器的额定容量计算公式为

$$S_N = 3I_N^2X_N \tag{11-16}$$

4. 短路电流 $I_K$

线路串联电抗器的短路电流是指短路时流过串联电抗器的线路分支电流，可根据额定电抗值的短路电流计算结果选取。

国内 500kV 线路串联电抗器典型工程参数见表 11-5。

**表 11-5 国内 500kV 线路串联电抗器典型工程参数**

| 序号 | 型　式 | 额定电压（kV） | 额定阻值（Ω） | 额定电流（kA） | 短路电流水平（kA/2s） |
|---|---|---|---|---|---|
| 工程 1 | 户外单相、干式空芯 | 500 | 14 | 2.4 | 16 |
| 工程 2 | 户外单相、干式空芯 | 500 | 28 | 3 | 16 |
| 工程 3 | 户外单相、干式空芯 | 500 | 21 | 4 | 18 |
| 工程 4 | 户外单相、干式空芯 | 500 | 28 | 4 | 16 |

### （二）变压器中性点小电抗

1. 额定电抗值

首先，应进行中性点直接接地和经不同阻值电抗器接地的单相短路电流计算，包括单相接地和两相接地短路电流计算，分析中性点小电抗的短路电流限制效果及其远景适应性；其次，进行加装小电抗后的主变压器中性点工频过电压计算，对照主变压器中性点原有绝缘设计能力，校核中性点绝缘水平是否满足系统要求；最后，根据单相短路电流限制效果好、中性点绝缘水平足够的要求，结合设备厂商现有设备制造能力、场地情况、经济性等综合因素，确定合适的中性点小电抗额定阻值。

（1）阻值方案选择。DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》规定："中性点经电抗器接地时，其电抗值与变压器或高压并联电抗器的零序电抗之比小于等于 1/3"。

（2）零序等值阻抗。中性点经阻抗接地的 YNynd 自耦变压器接线图及其零序等值电路分别如图 11-4、图 11-5 所示。

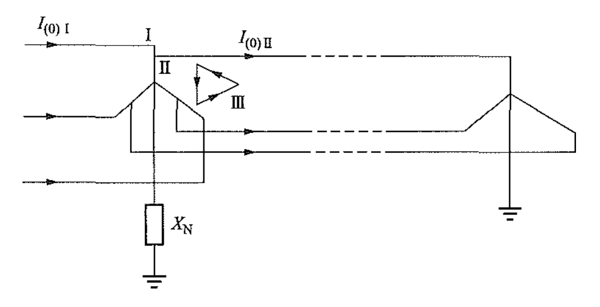



图 11-4 中性点经小电抗接地的自耦变压器接线图

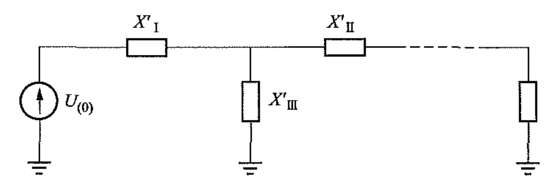



图 11-5 中性点经小电抗接地的自耦变压器零序等值电路图

2. 额定电流 $I_N$ 和热稳定电流

中性点小电抗的热稳定电流按单相接地或两相接地时，流过小电抗的最大短路电流选取，小电抗的热稳定电流即为流过中性点的 $3I_0$，热稳定时间不得少于主变压器的热稳定时间，一般不少于 3s。

中性点小电抗的长期工作电流为变压器三相不平衡电流，一般只有数安培。小电抗的长期工作电流可参照变压器选取，即按热稳定电流为长期额定工作电流的 25 倍选取。因此中性点小电抗的额定电流一般取流过中性点零序电流值的 12%。

中性点小电抗的额定电流为

$$I_N = \frac{3I_0}{25} = 0.12I_0 \tag{11-17}$$

3. 额定容量 $S_N$（Mvar）

中性点小电抗的额定容量为

$$S_N = I_N^2 X_N \tag{11-18}$$

4. 工频过电压水平

中性点小电抗的工频过电压水平会对变压器中性点绝缘设计有所影响，因此需进行各种工况下的工频过电压计算，为变压器中性点绝缘水平的设计和校核提供参考。

# 第十二章

# 内部过电压计算

## 第一节　概　　述

在电力系统中，因雷电、电磁能量转换等原因，系统电压会产生瞬时升高，其数值将大大超过系统的长期工作电压，这种现象被称为过电压。过电压会造成电气设备的绝缘损坏、系统供电中断等重大事故，因此电力系统中设备绝缘不仅需要承受长期工作电压作用，还必须耐受上述过电压的作用或采取措施限制上述过电压大小。

电力系统过电压按照其能量来源可为分为雷电过电压和内部过电压两类，如图 12-1 所示。雷电过电压能源来源为外部的雷击，又称外部过电压或大气过电压，属于输电线路设计中的研究课题，本章不作过多论述。

在电力系统中由断路器操作、系统内部故障以及其他原因，引起系统参数变化，发生电磁振荡并引起系统电压升高，引发该类过电压的能量来自系统内部，故称为内部过电压。内部过电压可以分为操作过电压和暂时过电压两类：操作过电压是断路器操作或故障引起的暂态电压升高，持续作用时间一般为毫秒级；暂时过电压是由于系统电感和电容参数配合不当，引发的各种持续较长时间的工频电压升高或谐振现象，作用时间可以持续秒级以上。

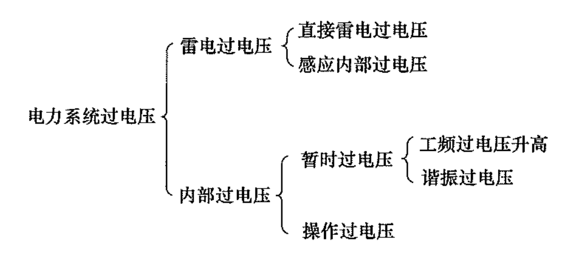



图 12-1　电力系统过电压分类

电力系统规划设计中，超高压和特高压系统对于工频过电压升高计算，GB/T 50064—2014《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》和 GB/T 24842—2018《1000kV 特高压交流输电工程过电压和绝缘配合》中规定主要计算工况为正常输电状态下甩负荷和线路受端单相接地故障情况下甩负荷；对于同塔双回输电线路需要考虑双回运行和一回停运运行工况。单回两相接地故障、双回路同名或异名两相接地故障情况下甩负荷发生的概率比较小，可酌情考虑。规定中要求线路断路器变电站侧的工频过电压不宜超过 1.3（标幺值），线路断路器线路侧的工频过电压不宜超过 1.4（标幺值），其持续时间不应大于 0.5s（标幺值为 $U_m/\sqrt{3}$，$U_m$ 为系统最高电压有效值）。

在实际工程中，对超高压和特高压系统操作过电压计算时，影响线路操作过电压绝缘设计的关键因素是空载线路合闸及单相重合闸过电压。研究分析线路合闸操作时应符合以下条件：

（1）由孤立电源供电的线路空载合闸时，合闸后的沿线电压不应超过系统最高电压。

（2）由与系统相连接的变电站供电的线路空载合闸时，合闸前变电站母线电压为相应运行方式下的母线实际电压，合闸后沿线电压不宜超过系统最高电压。

对于同塔双回线路，操作过电压计算主要考虑单回线路的单相接地故障时的单相重合闸过电压。

根据上述条件，对操作过电压水平限制值如下（标幺值为 $\sqrt{2}U_m/\sqrt{3}$，$U_m$ 为系统最高电压有效值）：

（1）330、500kV 和 750kV 超高压系统，空载线路合闸和重合闸产生的相对地统计操作过电压分别不宜大于 2.2、2.0、1.8（标幺值）。

（2）1000kV 特高压系统，线路沿线最大的相对地统计操作过电压不宜大于 1.7（标幺值）；变电站最大的相对地统计操作过电压不宜大于 1.6（标幺值），最大的相间统计操作过电压不宜大于 2.9（标幺值）。

在工程实际设计中，设计人员在研究暂时过电压和操作过电压的同时，还经常关注并计算潜供电流和恢复电压、感应电压和感应电流两方面内容，因此本章一并进行介绍。

## 第二节　操作过电压

操作过电压是电力系统内部过电压的一种，引起操作过电压的原因包括断路器正常分合闸操作和系统故障引起的电网参数突变，即由系统中断路器操作以及各种故障产生的过渡过程引起。操作过电压的幅值和波形与电网结构及其参数、断路器性能、运行操作方式及限压设备的性能等诸多因素有关，具明显的随机性。

与暂时过电压相比，操作过电压幅值高，存在高频振荡、强阻尼和持续时间短的特点。

电力系统中，常见的操作过电压主要包括：

（1）切除空载线路过电压；

（2）空载线路合闸过电压；

（3）切除空载变压器过电压；

（4）断续电弧接地过电压。

目前定量研究操作过电压的方法主要有系统实测，借助暂态网络分析仪（TNA）、计算机数字仿真计算等。

随着高压断路器灭弧性能的改善，变压器铁芯材料的改进、避雷器制造水平的提高，已经限制了切除空载线路和切除空载变压器的过电压，但空载线路合闸过电压仍未得到有效的限制，尤其是在超高压及特高压系统中，这种过电压已成为决定电网绝缘水平的主要因素。

限制操作过电压的方法主要有在低压系统中性点安装消弧线圈、在高压线路装设并联电抗器、采用带并联电阻的断路器，以及加装氧化锌避雷器等。

### 一、切除空载线路过电压

切除空载线路过电压是选择绝缘水平的重要因素。多年的运行实践表明，电弧重燃是切除空载线路过电压的根本原因；切除空载线路会引起较高幅值的过电压，持续时间较长，容易引发严重事故，常会导致避雷器爆炸、断路器损坏、套管及线路绝缘闪络。

1. 物理成因

空载线路如图 12-2（a）表示。断路器 QF 闭合时，空载线路上电流 $i_C$ 即为充电电流，$i_C$ 超前 $u$ 90°，如图 12-2（b）所示。

当断路器 QF 在分闸后，断路器触头间的电弧将在电流过零点时熄灭，此时电源电压幅值为 $U_\varphi$。

若第 1 次熄弧发生在 $u=-U_\varphi$ 的瞬间，如图 12-3 所示，此时熄弧后线路全线对地电压为 $-U_\varphi$，线路全线无电流，即 $i=0$，若忽略导线泄漏，线路上的电压将保持不变。

电源侧电压继续按余弦变化，经过半个工频周期，电源电压变为 $+U_\varphi$，断路器触头间的恢复电压达到 $2U_\varphi$。

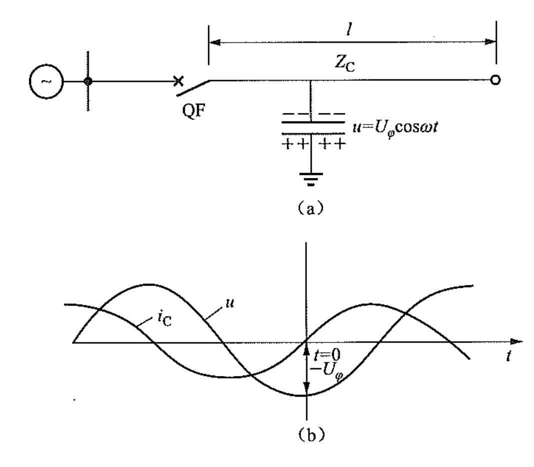



图 12-2　空载线路系统示意和电压与电流波形图

（a）系统示意；（b）电压与电流波形

$l$—空载线路长度；$Z_C$—波阻抗；$u$—工作相电压；

$U_\varphi$—工作相电压 $u$ 的幅值；$i_C$—电容电流

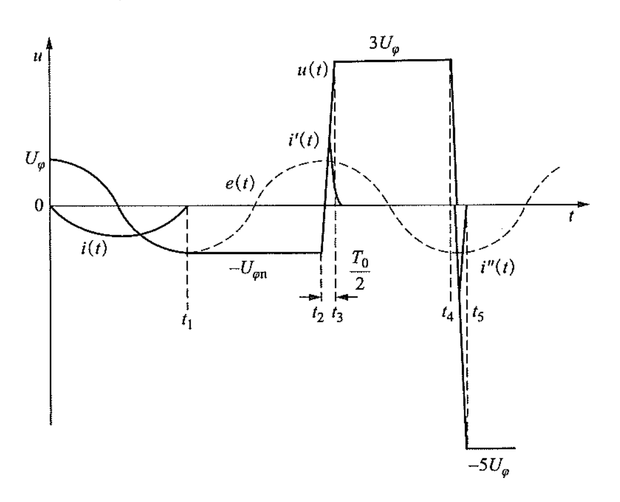



图 12-3　切除空载线路的过电压发展过程

$t_1$—第 1 次熄弧；$t_2$—第 1 次重燃；$t_3$—第 2 次熄弧；

$t_4$—第 2 次重燃；$t_5$—第 3 次熄弧

如果两触头未拉开足够距离，触头间的介质绝缘强度没有完全恢复或者绝缘恢复的强度上升速度不够快，在 $2U_\varphi$ 恢复电压作用下仍可能被击穿，并出现电弧重燃，进而发生振荡和过电压。触头间重燃后，对地电压由 $-U_\varphi$ 变成电源电压 $+2U_\varphi$，线路电容电压需要从 $-2U_\varphi$ 向 $+U_\varphi$ 过渡，这相当于一个幅值为 $+2U_\varphi$ 的电压波从线路首端向末端传播，电压波所到之处电压将变为 $+U_\varphi$。当幅值为 $+2U_\varphi$ 的电压波传播到线路的开路末端时将发生全反射并产生 $3U_\varphi$ 的对地电压。

相反地，电流波将发生负的全反射，反射波所到之处的合成电流 $i=0$，当反射波到达线路首端并过零点时，触头间电弧将熄灭，而后线路再次与电源分离，全线保持 $+3U_\varphi$ 的对地电压。

而电源侧电压继续按余弦规律变化，经过半个工频周期，电源侧电压 $u$ 由 $+U_\varphi$ 再次变为 $-U_\varphi$，作用在

触头间的电位差增大为 $4U_{\varphi}$。若电弧再一次发生重燃，这时线路的对地电压将由$+3U_{\varphi}$向电源电压$-U_{\varphi}$过渡，同样相当于幅值为$-4U_{\varphi}$的电压波由线路首端向末端传播。当这个电压波和电流波到达开路末端时，又将发生全反射，线路上的合成电压将等于$-5U_{\varphi}$。依此类推，循环往复，线路上的过电压将不断增大，其规律为$-U_{\varphi}\to+3U_{\varphi}\to-5U_{\varphi}\to+7U_{\varphi}\to\cdots$，直到断路器不再重燃。由此可见，触头间电弧重燃是切除空载线路产生过电压的根本原因，过电压所需能量是由电源提供的。

上述过程是一种理论化的分析，是最严重的情况，实际上过电压还受到多种因素的影响，且断路器触头分离速度较快、灭弧能力较强，在绝大多数情况下，只可能发生 1～2 次重燃，过电压的最大值超过$3U_{\varphi}$的概率很小。

2. 影响因素和限制措施

（1）影响因素。实际上电弧的重燃不一定在电源电压经过半个工频周期到达异极性半波的幅值时才发生，重燃的电弧也不一定在高频电流首次过零时就立即熄灭，线路上的电晕放电、泄漏电导等也会使过电压的最大值降低，除了上述因素外，还有以下因素也会影响过电压的最大值。

1）断路器的性能。断路器中电弧重燃是产生过电压的根本原因，断路器触头的灭弧性能越差，分断速度越慢，重燃的概率越大，过电压的幅值也越高。如果断路器触头分断速度很快，触头间绝缘强度的上升速度大于触头间恢复电压上升速度，则电弧就不会发生重燃。20 世纪 80 年代前，由于断路器制造技术的限制，切除空载线路产生的过电压是首要问题。随着断路器性能的提高，其已具备优异的灭弧性能，可以防止或减少电弧重燃的次数，因而使此类过电压的最大值降低，从而降低其对系统的危害。

2）中性点接地方式。在中性点非有效接地的电力系统中，由于三相断路器分闸动作的不同步，会构成瞬间的不对称电路，使中性点电位发生偏移。中性点非有效接地系统中过电压增高概率比中性点有效接地电力系统高 20%左右。

3）母线上的出线回路数。当母线上有其他出线时，相当于电源侧并联了一个对地电容，断路器电弧重燃瞬间，线路上的残余电荷重新分配，电源侧并联对地电容越大，线路的残余电压越低，从而降低电弧重燃时线路初始电压，降低过电压值。此外，出线的有功负荷也能够对振荡起阻尼作用，能使过电压降低。

4）回路损耗和残余电荷的泄放。在线路绝缘子表面、线路上装设电磁式电压互感器、并联电抗器等设备，将使线路上的残余电荷有了附加的泄放路径，因而能降低此类过电压。

（2）限制措施。切除空载线路过电压在 220kV 及以下高压线路绝缘水平的选择中有重要的影响，采取适当措施以消除或降低这种操作过电压具有重要的技术意义和经济意义，采取的主要措施如下：

1）采用不重燃断路器。随着电力设备制造技术的提高和新材料、新介质的应用，制造不重燃断路器已经成为可能。

2）加装并联分闸电阻。加装并联分闸电阻也是降低触头间的恢复电压、避免重燃的有效措施，其接线示意如图 12-4 所示。在切除空载线路时，应先断开主触头 S1，使并联电阻 $R$ 联接入线路，然后经 1.5～2 个周期后再将辅助触头 S2 断开，完成整个分闸操作。

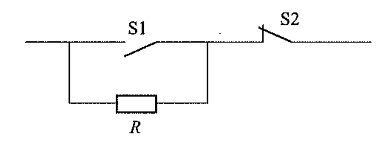



图 12-4　并联分闸电阻接线示意

分闸电阻 $R$ 的降压作用主要包括：①在断开主触头 S1 后，线路仍通过 $R$ 与电源相连，线路上的残余电荷可通过 $R$ 向电源释放。$R$ 与上的压降就是主触头 S1 上的恢复电压，$R$ 值越小，主触头上的恢复电压越小，主触头间越不易发生电弧重燃。②经过一段时间后再断开辅助触头 S2 时，恢复电压已较低，电弧一般不会重燃，即使发生重燃，由于 $R$ 上有电压降，沿线传播的电压波远小于没有加装 $R$ 时的数值，此外，$R$ 还能对振荡起阻尼作用，因而可减小过电压的最大值，实测表明，当装有分闸电阻 $R$ 时，过电压最大值不超过 $2.28U_{\varphi}$。

为了兼顾降低两个触头恢复电压的需要，并考虑 $R$ 的热容量，这种分闸电阻应为中值电阻，其阻值一般在千欧姆以上。

3）利用避雷器保护。安装在线路首端和末端的氧化锌避雷器或磁吹避雷器，也能有效地限制此类过电压的幅值。

## 二、空载线路合闸过电压

空载线路的合闸操作有正常合闸和自动重合闸两种方式，这两种合闸方式都将使线路从一种稳态状态向另外一种稳态状态过渡，由于系统有电感、电容的存在，将会产生振荡过电压，由长线路的分布参数特性可知，过电压由工频稳态分量和无限个迅速衰减的高频谐波分量叠加构成。两种合闸方式的实质区别在于被合线路的初始条件不同，一般情况，重合闸过电压较为严重。合闸过电压的大小与电源容量、电网结构、线路长度、合闸相位、断路器性能、故障类别、限压措施等因素有关，且各种因素相互影响。与诸多操作过电压相

比，空载线路合闸过电压的倍数其实并不算大，但由于在超高压和特高压输电系统中，采取了各种措施将其他更高的操作过电压加以抑制或降低，而空载线路合闸过电压却缺乏有效的限制保护措施，所以成为选择超高压、特高压系统绝缘水平的决定性因素。

1. 物理成因

（1）正常合闸过电压。空载线路合闸过电压与系统及线路参数均有关，首先以简单的集中参数等值单相模型分析这种过电压的机理，其等值电路如图 12-5（a）所示，空载线路用 T 形等值电路代替，忽略电源电阻和线路电阻，简化后的空载线路合闸的等值电路如图 12-5（b）所示，其中电感 $L=L_s+L_T/2$。

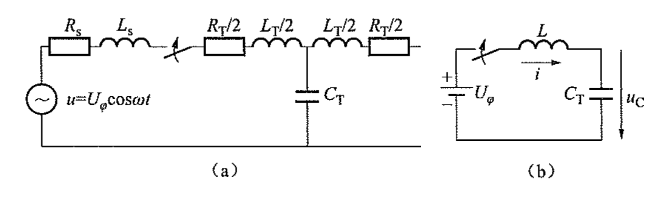



图 12-5　空载线路合闸时过电压的集中参数等值电路
（a）等值电路；（b）简化等值电路
$R_T$—空载线路等值电阻；$L_T$—空载线路电感；$C_T$—空载线路电容；$u$—电源相电压；$u_C$—电容电压；$R_s$—电源电阻；$L_s$—电源电感

合空载线路时，回路的自振频率 $\omega_0$ 远大于电源频率 $\omega$，在电源电压峰值合闸时，可以等同为振荡回路合闸到直流电源 $U_\varphi$ 的情况，假定在 $t=0$ 时合闸，电源电压处在最大值，当 $t=\pi/\omega_0$ 时，即 $\cos\omega_0 t=-1$，由式（12-1）可知，电容电压 $u_C$ 将达到 2 倍电源电动势值。

$$u_C=U_\varphi(\cos\omega t-\cos\omega_0 t) \tag{12-1}$$

式中　$\omega_0$——等值回路的自振频率，$\omega_0=1/\sqrt{LC_T}$。

计入回路电阻与能量损耗，振荡将是衰减的，式（12-1）可改写成

$$u_C=U_\varphi(\cos\omega t-e^{-\delta t}\cos\omega_0 t) \tag{12-2}$$

式中　$\delta$——衰减系数。

衰减系数 $\delta$ 与总电阻（$R_s+R_t/2$）成正比，其波形如图 12-6 所示，最大值 $U_C$ 将略小于 $2U_\varphi$。

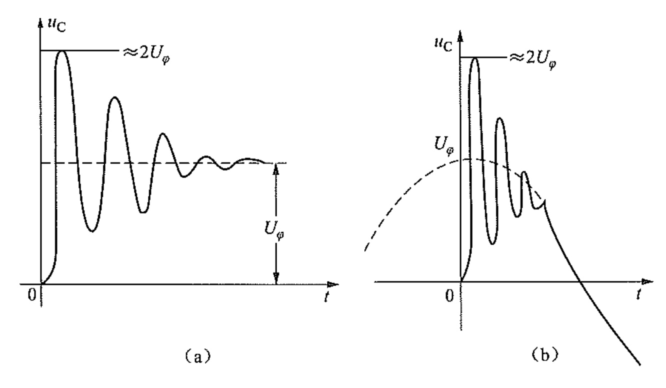



图 12-6　空载线路合闸过电压的波形
（a）$u(t)=U_\varphi$；（b）$u(t)=U_\varphi\cos\omega t$

（2）重合闸过电压。重合闸可以分为单相重合闸和三相重合闸。重合闸为发生故障时的合闸操作，由于线路上有一定的残余电荷和初始电压，重合闸时振荡将加强，较计划性合闸更为严重。以三相重合闸为例，如图 12-7 所示，线路 A 相发生了接地故障，假设断路器 QF2 三相分闸，然后断路器 QF1 三相分闸。在 QF2 动作后，线路侧为带故障的空载线路，流过 QF1 健全相的电流为电容电流，在 QF1 动作后，B、C 两相触头间的电弧将分别在该相电容电流过零时熄灭，这时 B、C 两相导线上的残余电压绝对值均为 $U_\varphi$（极性可能不同）。经过 0.5s 左右，QF1 或 QF2 自动重合闸，如果 B、C 两相导线上的残余电荷没有泄漏干净，仍然保持原有的对地电压，若 B、C 两相中有一相电源电压在重合闸瞬间刚好经过幅值，而且极性与该相导线上的残余电压相反，那么重合闸后出现的振荡将使该相导线上出现较大的过电压值，最大可达 $3U_\varphi$。

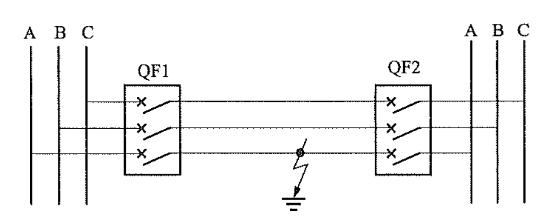



图 12-7　中性点有效接地系统中单相接地故障和自动重合闸示意图

在合闸过电压中，以三相重合闸的情况最为严重，其过电压理论幅值可达 $3U_\varphi$，对于超高压电网这种情况是不允许发生的，故超高压电网中不采用三相自动重合闸的操作方式，而是采用单相自动重合闸，即仅对故障相进行重合闸操作。

2. 影响因素和限制措施

（1）影响因素。上述分析是合闸过电压最严重的情况，过电压幅值还会受到诸多因素的影响，其中最主要的有：

1）合闸相位。电源电压在合闸瞬间的瞬时值取决于它的相位，是一个随机量，遵循统计规律。若合闸时间不是在电源电压接近幅值时发生，出现的合闸过电压就会较低。

2）线路损耗。实际线路上能量损耗的主要来源有两方面：一是线路及电源的电阻；二是当过电压超过导线的电晕起始电压后，导线上出现电晕损耗。这些线路损耗能减弱振荡，降低过电压。

3）线路残余电压的变化。在自动重合闸之前，大约有 0.5s 的间歇期，导线上的残余电荷在这段时间内会泄放掉一部分，从而使线路残余电压下降，有助于降低重合闸过电压的幅值。若在线路侧接有电磁式电压互感器，其等值电感和线路电容构成阻尼振荡回

路，将使残余电荷在几个工频周期内泄放一空。

4）断路器合闸不同步。一般来说，断路器合闸时，三相之间总会存在一定程度的不同步，使线路瞬间处于不对称运行状态，合闸相通过电磁耦合在未合闸相上产生残余电荷。如果未合相在其电源电压与感应电压反极性时合闸，过电压幅值将增高。

5）电容效应。合闸空载线路时，由于电容效应会使线路稳态电压增高，导致合闸过电压增高。在对电容效应无限制措施时，通常操作过电压的线路末端高于首端。

（2）限制措施。限制合闸空载线路过电压的措施可以从降低线路稳态电压分量和限制自由电压分量两方面入手，具体措施如下：

1）降低工频过电压。空载线路上的操作过电压是在工频稳态电压的基础上由振荡产生的。因此，降低工频过电压同时会使操作过电压下降。目前，超高压电网中采取的有效措施是装设并联电抗器，其作用是削弱电容效应。

2）装设并联合闸电阻。并联合闸电阻的接法参见图 12-4，不过操作时应先闭合辅助触头 S2、后闭合主触头 S1。合闸过程的两个阶段对阻值的要求是有区别的：在闭合 S2 的第一阶段，$R$ 对振荡起阻尼作用，使过渡过程中的过电压最大值有所降低，$R$ 值越大，阻尼作用越大，过电压就越小。经过 8～15ms，在合闸的第二阶段，S1 闭合，将 $R$ 短接，使线路直接与电源相连，完成合闸操作，$R$ 值越小，过电压越小。综合上述两个阶段，可以选择出合理的电阻值，使过电压限制到最低。如图 12-8 所示，空载线路合闸过电压的大小与合闸电阻值的关系呈 V 形曲线。阻值一般处于 400～1000Ω 的范围内，与分闸电阻（中值）相比，合闸电阻应属低值电阻。

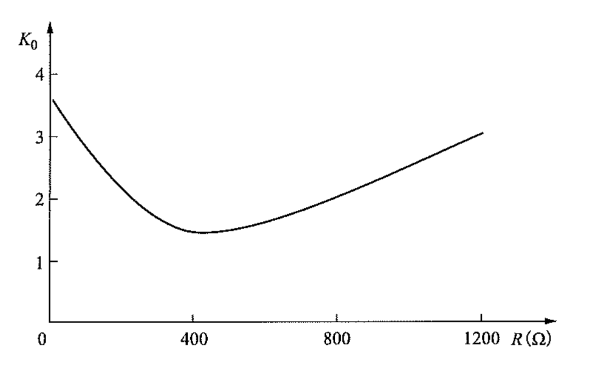



图 12-8 合闸电阻 $R$ 与过电压倍数 $k_0$ 的关系

3）同步合闸装置。同步合闸装置可控制断路器在有利的瞬间合闸，甚至在电位相等的瞬间完成合闸操作，使合闸和重合闸过电压降低到微弱的程度。实现同步合闸功能的断路器需要具有精确、稳定的机械特性，又需要有检测触头间电压二次选择回路。

4）利用避雷器保护。在线路首端和末端（线路断路器的线路侧）安装氧化锌避雷器，当出现较高的操作过电压时，避雷器通过可靠动作将过电压限制在允许范围内。如果通过氧化锌避雷已经限制了空载线路合闸过电压，相应的线路断路器可以取消安装合闸电阻，以减少断路器的操作故障和经济投入。

DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》中，给出了仅用安装于线路两端（线路断路器的线路侧）上的金属氧化物避雷器限制线路合闸和重合闸过电压的参考条件；在其他条件下，可否仅用金属氧化物避雷器限制合闸和重合闸过电压，需经校验确定，具体如下：①发电机—变压器—线路单元接线时，仅用氧化锌避雷器限制合闸、重合闸过电压参考条件见表 12-1。②系统中变电站出线时，参考条件为：330kV 时小于 200km；500kV 时小于 200km。

**表 12-1 仅用氧化锌避雷器限制合闸、重合闸过电压参考条件**

| 系统标称电压（kV） | 发电机容量（MW） | 线路长度（km） | 系统标称电压（kV） | 发电机容量（MW） | 线路长度（km） |
|---|---|---|---|---|---|
| 330 | 200 | <100 | 500 | 200 | <100 |
| | 300 | <200 | | 300 | <150 |
| | | | | ≥500 | <200 |

## 三、切除空载变压器过电压

空载变压器可等值为一个励磁电感，切除空载变压器相当于开断一个小容量电感负荷，会在变压器上和断路器上出现很高的过电压。与此类似的切除并联电抗器、消弧线圈、大型电动机等操作也属于切除电感性负荷。

1. 物理成因

在被切断的电流较小时，由于能量小，断路器弧道中的电离并不强烈，电弧也不稳定，加上断路器去电离作用很强，电弧常常提前熄灭，即工频电流在过零之前就被强行切断，这种现象称为“截流”。由于截流现象，迫使储存在电感中的磁场能量转为电场能量，从而产生过电压。

图 12-9 为切除空载变压器的简化等值电路。在断路器未开断前，回路电流 $i$ 为变压器空载电流 $i_L$ 和电容电流 $i_C$ 的相量和，在工频电压作用下 $C_T$ 的容抗很大，故 $i_C \ll i_L$，因而开关所要切断的电流 $i=i_C+i_L\approx i_L$。

设电流在自然过零之前被提前截断，$i_L$ 的瞬时值为 $I_0$，$u_C$ 的瞬时值为 $U_0$；断路器切断瞬间在电感和电容中储存的能量分别为：$W_L=\frac{1}{2}L_T I_0^2$ 和 $W_C=\frac{1}{2}C_T U_0^2$。

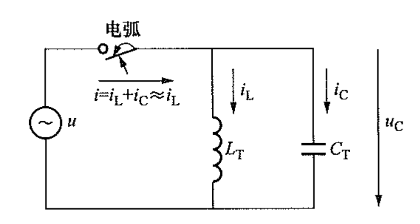



图 12-9　切除空载变压器的简化等值电路

$L_T$—变压器的励磁电感；$C_T$—变压器绕组及连接线的对地电容

$L_T$、$C_T$ 构成振荡回路，电磁振荡在某一时刻，即当全部电磁能量转化为电场能量时，电容 $C_T$ 上的电压出现最大值 $U_{max}$，此时有

$$\left.\begin{aligned}\frac{1}{2}C_TU_{max}^2&=\frac{1}{2}L_TI_0^2+\frac{1}{2}C_TU_0^2\\U_{max}&=\sqrt{\frac{L_T}{C_T}I_0^2+U_0^2}\end{aligned}\right\}\tag{12-3}$$

在一般变压器中，$Z_T$ 值很大，$\frac{L_T}{C_T}I_0^2\gg U_0^2$，在近似计算中，可以忽略截流瞬间电容上所储存的能量 $\frac{1}{2}C_TU_0^2$，则式（12-3）调整为

$$U_{max}\approx\sqrt{\frac{L_T}{C_T}I_0^2}=Z_TI_0\tag{12-4}$$

式中　$Z_T$——变压器特征阻抗，$Z_T=\sqrt{\frac{L_T}{C_T}}$。

由式（12-4）可知，截流瞬间 $I_0$ 越大，变压器励磁电感越大，则磁场能量越大；电容越小，使同样的磁场能量转化到电容上，则可能产生很高的过电压。一般情况，$I_0$ 比较小，仅有几安至几十安。但是变压器的特征阻抗 $Z_T$ 很大，会产生很高的过电压。

以上分析较为理想化，实际过程往往要复杂得多，断路器触头间会发生多次电弧重燃，与切除空载线路时相反，电弧重燃将使电感中的储能越来越小，进而使过电压幅值变小。

2. 影响因素和限制措施

断路器截流是产生切除空载变压器过电压的根本原因，过电压主要影响因素有：

（1）断路器性能。由式（12-4）可知，切除空载变压器过电压的幅值近似地与截流值 $I_0$ 成正比，灭弧能力越强的断路器，截流值 $I_0$ 通常也越大，其对应的切除空载变压器过电压倍数也越高。

（2）变压器特性。变压器电感 $L_T$ 越大、电容 $C_T$ 越小，其对应的切除空载变压器过电压倍数也越高。

限制切除空载变压器过电压的主要措施是采用避雷器。虽然这种过电压的幅值比较大，但过电压持续时间短、能量小，故可采用避雷器加以限制。避雷器应该安装在断路器的变压器侧，以保证断路器开断后，避雷器仍与变压器连接，以保证避雷器一直运行。

在断路器的主触头上并联一个电阻，也可以有效地限制切除空载变压器过电压，其阻值接近于被切电感的工频励磁阻抗（数万欧姆），为高值电阻。

## 四、间歇电弧接地过电压

电力系统中 60%以上的故障是单相接地故障。当中性点不接地系统中发生单相接地故障时，经过故障点的电流是接地电容电流。随着电网发展，线路长度的不断增加以及电缆出线的增多，单相接地电容电流也随着增加，一般情况下，当 6～10kV 电网接地电流超过 30A，20～66kV 电网接地电流超过 10A，接地点的电弧很难自行熄灭，而以间隙电弧的形式存在，就会产生另一种严重的操作过电压——间歇电弧接地过电压。

1. 物理成因

间歇电弧接地过电压的发展过程和幅值大小都与熄弧的时间有关。弧道中存在工频电流分量和高频电流分量两种，因此对应的熄弧时间有两种情况：一种是电弧在过渡过程中的工频振荡电流过零时即可熄灭；另一种是电弧在高频电流过零时才能熄灭。一般认为，在大气中，电弧的熄灭主要受工频电流分量的控制。

图 12-10 为中性点不接地系统发生单相接地故障时的等值电路及相量图。忽略线间电容的影响并设定各相导线的对地电容均相等，即 $C_1=C_2=C_3=C_0$。

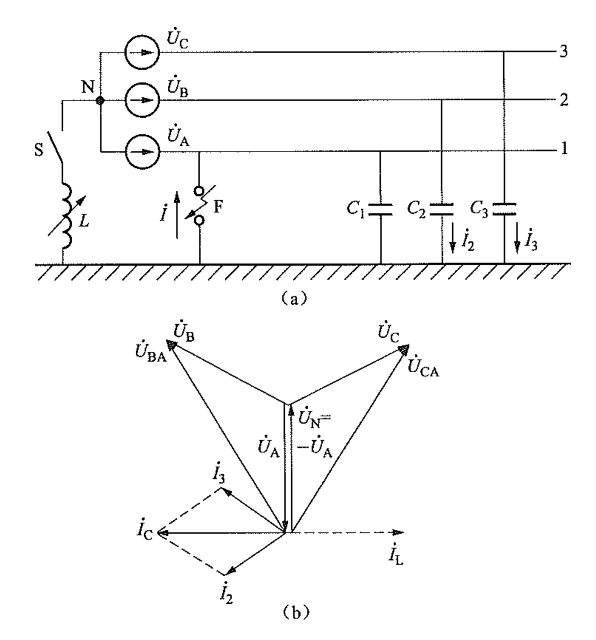



图 12-10　中性点不接地系统中的单相接地故障

（a）等值电路图；（b）相量图

图 12-11 给出了 A 相接地过电压的发展过程。$U_1$、$U_2$、$U_3$ 分别为三相导线的对地电压，即 $C_1$、

$C_2$、$C_3$上的电压。设A相在$t_1$（此时$U_A=+U_\varphi$）对地发弧，发弧前瞬间（以$t_1^-$表示）三相电容的电压分别为$U_1(t_1^-)=+U_\varphi$、$U_2(t_1^-)=U_3(t_1^-)=-0.5U_\varphi$；发弧后瞬间（以$t_1^+$表示），A相$C_1$上的电荷通过电弧泄入地下，其压降为零；而两健全相电容$C_2$、$C_3$则由电源的线电压$U_{BA}$、$U_{CA}$经过电源的电感进行充电，由原来的电压$-0.5U_\varphi$向$U_{BA}$、$U_{CA}$此时的瞬时值$-1.5U_\varphi$变化。三相导线电压的稳态值分别为$U_1(t_1^+)=0$、$U_2(t_1^+)=U_{BA}(t_1)=-1.5U_\varphi$、$U_3(t_1^+)=U_{CA}(t_1)=-1.5U_\varphi$。显然发弧前与发弧后电容上的电压不等，是一个高频振荡过程，其振荡频率取决于电源的电感和导线的对地电容。在振荡过程中，健全相$C_2$、$C_3$上可能达到的最大电压均为$U_{2\max}=U_{3\max}=2\times(-1.5U_\varphi)-(-0.5U_\varphi)=-2.5U_\varphi$。

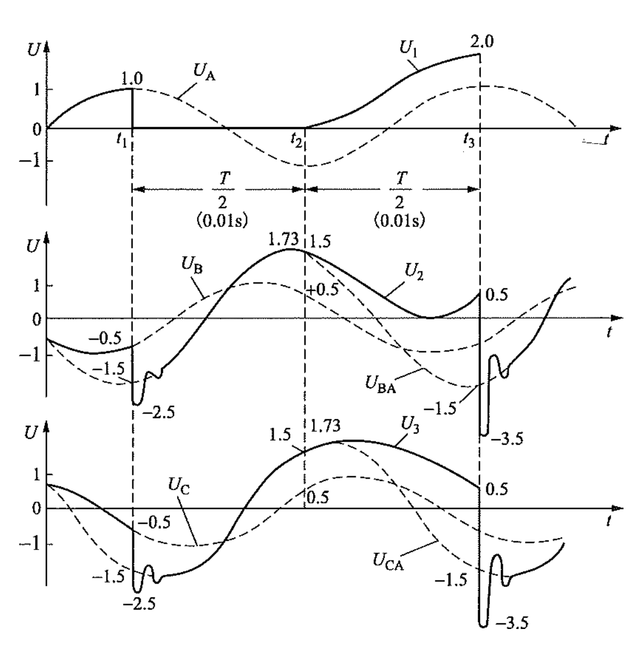



图12-11　工频熄弧时间歇电弧接地过电压发展过程

若电弧不稳定，出现间歇性电弧，可能会发生更高的过电压。电弧在工频电流过零时熄灭，经过半个工频周期$t_3$时刻，B、C相电压为$0.5U_\varphi$，A相电压达到$2U_\varphi$。此时发生电弧重燃，A相对地电压$U_1$将从$2U_\varphi$变为零，B、C相电压从$0.5U_\varphi$变为线电压，瞬时值为$-0.5U_\varphi$，形成高频振荡，在振荡过程中健全相$C_2$、$C_3$可能达到的最大电压值均为$U_{2\max}(t_3)=U_{3\max}(t_3)=2\times(-1.5U_\varphi)-(0.5U_\varphi)=-3.5U_\varphi$。

显然，此后的熄弧——重燃过程均与此相同，故过电压最大值也为$3.5U_\varphi$。按工频电流过零时熄弧所得的结论是：两个健全相的最大过电压倍数为3.5，故障相最大过电压倍数为2.0。

若用高频熄弧理论分析，过电压的分析结果较上述分析严重些。

2. 限制措施

为了消除间歇电弧接地过电压，最根本的防护措施就是阻止间歇电弧的出现，其有效的方法是改变中性点接地方式。

（1）采用中性点直接接地方式。中性点直接接地系统在单相接地故障时将产生很大的单相短路电流，断路器立即跳闸将故障线路断开，经过短时间歇使故障点电弧熄灭后自动重合。如故障消失电弧熄灭，可恢复供电；如电弧未熄灭，断路器将再次跳闸，不会出现断续电弧现象。目前，110kV及以上电网大都采用中性点直接接地的运行方式，不仅可以避免间歇电弧接地过电压，还可以降低绝缘水平，节省项目投资。

（2）采用中性点经消弧线圈接地方式。在我国66kV及以下配电网中，单相接地故障发生的比例很大，采用中性点直接接地方式虽然可以解决间歇电弧问题，但每次发生单相接地故障都会引起断路器跳闸，大大降低供电可靠性。对于66kV及以下的线路来说，降低绝缘水平的经济效益部并不突出，故大都采用中性点非有效接地的方式，以提高供电可靠性。当单相接地流过故障点的电容电流较小时，不能维持断续电弧长时间存在，因而可采用中性点不接地（绝缘）方式；当电网的电容电流$I_C$达到一定数值时，单相接地点的电弧将难以自熄，需要装设消弧线圈来加以补偿，方能避免间隙电弧的出现。

关于消弧线圈的应用场合，DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》有如下规定：

1）对于35kV和66kV系统，如单相接地电容电流$I_C$不超过10A时，中性点可采用不接地方式；如$I_C$超过10A，应采用经消弧线圈接地方式。

2）对于不直接与发电机连接的3～10kV系统，$I_C$的允许值如下：①由钢筋混凝土或金属杆塔的架空线路构成的为：10A；②由非钢筋混凝土或非金属杆塔的架空线路构成的为3、6kV时为30A；10kV时为20A；③由电缆线路构成的为30A。

3）对于与发电机直接连接的3～20kV系统，发电机内部发生单相接地故障不要求瞬间切机时，如$I_C$不超过表12-2规定的允许值，其中性点可采用不接地方式，如超过允许值，应采用经消弧线圈接地方式。

**表12-2　接有发电机的系统电容电流允许值**

| 发电机额定电压（kV） | 发电机额定容量（MW） | $I_C$允许值（A） |
|---|---|---|
| 6.3 | ≤50 | 4 |
| 10.5 | 50～100 | 3 |
| 13.8～15.75 | 125～200 | 2（非氢冷） |
| | | 2.5（氢冷） |
| 18～20 | ≥300 | 1 |

消弧线圈是具有分段（即带间隙的）铁芯和电感可调的电感线圈，接在电力系统中性点与大地之间。在电力系统正常运行时，其中性点的对地电位很低，流过消弧线圈的电流很小、电能损耗也有限。当电力系统发生单相（例如A相）接地故障时，中性点对地电压 $\dot{U}_N$ 即升为 $-\dot{U}_A$，此时故障点电流 $\dot{I}$ 由两个分量组成，即流过消弧线圈的电感电流 $\dot{I}_L$ 与接地电容电流 $\dot{I}_C$，由于 $\dot{I}_L$ 和 $\dot{I}_C$ 在相位上相反，通过调节消弧线圈的电感量 $L$ 可以改变短路电流 $\dot{I}$ 的大小，从而限制短路电流。

流过故障点的电容电流为 $\left|\dot{I}_C\right|=3\omega CU_\varphi$，接入消弧线圈后，流过故障点的电感电流为 $\left|\dot{I}_L\right|=\dfrac{U_\varphi}{\omega L}$，通过调节 $L$ 值，使 $\left|\dot{I}_C\right|=\left|\dot{I}_L\right|$，两者将相互抵消，消弧线圈与三相并联电容处于谐振状态，这种情况称为全补偿。全补偿时的电感值应为 $L=\dfrac{1}{\omega^2 3C}$。

从消弧的角度出发，采用全补偿无疑是最佳方案，但在实际电力系统中，由于其他方面的原因（特别是为了避免中性点位移电压过高），并不采用全补偿方式，故 $L$ 取值比全补偿时电感值小一些或大一些：如果 $\left|\dot{I}_L\right|>\left|\dot{I}_C\right|\left(即L<\dfrac{1}{\omega^2 3C}\right)$，称为过补偿；如果 $\left|\dot{I}_L\right|<\left|\dot{I}_C\right|\left(即L>\dfrac{1}{\omega^2 3C}\right)$，称为欠补偿。目前，一般均采用以过补偿为主的运行方式。

消弧线圈的作用并不是直接降低电弧接地过电压，而是通过减少弧道电流，使电弧易于熄弧和减缓熄弧后弧道的恢复电压，从而减少重燃概率和缩短过电压的持续时间，以此降低出现高幅值过电压的概率。

## 五、操作过电压相关概念

通过对上述四种常见的操作过电压的物理过程、影响因素和限制措施的分析介绍，可得出以下结论：

（1）电力系统中各种操作过电压的产生原因和发展过程各异、影响因素很多，但其根源均为电力系统内部储存的电磁能量发生交换和振荡。其幅值和波形与电网结构及参数、中性点接地方式、断路器性能、运行接线及操作方式、限压保护装置的性能等诸多因素有关。

（2）操作过电压具有多种多样的波形和持续时间，总体上可归纳为两种典型波形：①在工频电压分量上叠加一个高频衰减性振荡波，如图12-12（a）所示；②在工频电压分量上叠加一个非周期性冲击波，如图12-12（b）所示。

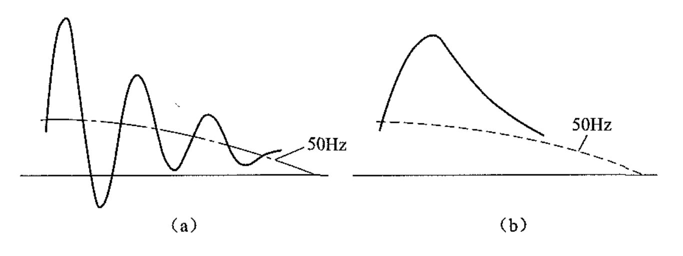



图12-12 典型操作过电压波形

（a）工频电压分量上叠加一个高频衰减振荡波；（b）工频电压分量上叠加一个非周期性冲击波

（3）在断路器内安装并联电阻可以有效地抑制多种操作过电压，但不同的操作过电压对并联电阻的阻值有不同的要求。由于断路器不能为每个过电压值都安装一组并联电阻，即只能采用一组并联电阻。因此，并联电阻阻值的选择需要综合考虑。首先，限制切除空载变压器过电压需要采用高阻值的并联电阻，与限制切除、合闸空载线路过电压需求的并联电阻值相差甚远，但切除空载变压器过电压持续时间短、能量小，可用避雷器加以限制和保护，因此可不选用并联电阻，故断路器在选择并联电阻时，可不考虑切除空载变压器的过电压影响。限制切除、合闸空载线路过电压所要求的并联电阻阻值也不相同，因而需要结合实际情况综合考虑。在220kV及以上电力系统中，通常倾向于采用以限制切除空载线路为主的中值电阻；而在500kV及以上电力系统中，倾向于以限制空载线路合闸为主的低值电阻。

（4）能同时保护操作过电压和雷电过电压的磁吹避雷器，特别是金属氧化物避雷器的出现，为操作过电压的限制与防护提供了新的途径。普通阀式避雷器是不能用来保护操作过电压的，因为它的通流能力和热容量有限，如在操作过电压下动作，容易发生爆炸或损坏。对于可用于保护操作过电压的避雷器有以下特殊的要求：

1）有间隙避雷器的火花间隙在操作过电压下的放电电压可与工频放电电压不同，而且分散性较大。

2）操作过电压下流过避雷器的电流虽然一般小于雷电电流，但持续时间长，因而对阀片通流容量的要求较高。

3）在操作过电压作用下，避雷器可能多次动作，因而对阀片和火花间隙的要求都比较苛刻。

磁吹避雷器虽可用来限制操作过电压，但由于所采用的高温阀片的非线性指数较大，当避雷器在雷电过电压下动作时，流过的冲击电流所造成的残压可能偏高。氧化锌避雷器由于具有无间隙、动作电压低、

非线性指数较小、残压低、通流容量大、保护距离长等一系列优点，所以可同时满足限制雷电过电压和操作过电压的要求，是目前电力系统中理想的保护装置。

## 第三节 暂时过电压

### 一、工频电压升高

电力系统中工频电压升高的倍数一般小于2.0，不会对 220kV 以下系统的正常绝缘的电气设备产生危害，但对于绝缘裕度较小的远距离超高压、特高压输电系统来说，在确定系统的绝缘水平时工频电压升高将起到决定性的作用，主要原因如下：

（1）工频电压升高大部分发生在空载或轻载条件下，与多种操作过电压的发生条件相同或相似，可能伴随着产生操作过电压，所以工频过电压和操作过电压可能同时出现、相互叠加，或者可以理解为多种操作过电压是在工频电压升高的基础上发生和发展的，所以电气设备绝缘设计时，应计及这两种过电压的联合作用。

（2）工频电压升高的数值是决定部分过电压保护装置工作条件的重要依据。例如，避雷器的灭弧电压是按照电力系统单相接地时健全相上的工频电压升高来确定的，工频电压升高的数值越大，避雷器需要的灭弧电压越高，则避雷器的冲击放电电压和残压也将随着提高，相应的被保护的电气设备绝缘水平也需要提高。

（3）工频电压升高是不衰减或弱衰减现象，持续的时间很长，对电气设备绝缘及其运行性能有很大影响。有可能导致油纸绝缘内部发生局部放电、污秽绝缘子发生沿面闪络、导线上出现电晕放电和电磁干扰等。

在电力系统中产生工频过电压的主要原因有空载长线路电容效应、系统发生不对称故障及发电机的突然甩负荷等。

1. 空载长线路电容效应引起的工频电压升高

电容效应是线路工频电压升高的主要原因。由于系统操作处于短时空载状态，线路电容电流在线路电感和等值电源感抗上产生的电压值会上升，在集中参数 LC 串联电路中，电容两端的电压等于电源电动势与容性电流流过电感两端形成的电压之和，电容两端的电压高于电源电动势，这种现象称为电容效应。忽略线路电阻和对地电导，空载长线可视为由无数个串联的 LC 回路构成，在工频电源作用下，线路总容抗远大于线路感抗，在线路长度 $l$＜1500km 的范围内，线路沿线的各点电压均高于线路首端电压，越接近线路末端，电压升高越大，且随着线路长度的增加，电容效应也增加，工频电压升高也越高。

现以图 12-13 所示的空载长线路为例，对电容效应进行分析。若忽略线路损耗，首、末端电压、电流方程式为

$$\left.\begin{aligned}\dot{U}_1&=\dot{U}_2\cos(\beta l)+\mathrm{j}\dot{I}_2 Z_C\sin(\beta l)\\ \dot{I}_1&=\dot{I}_2\cos(\beta l)+\mathrm{j}\frac{\dot{U}_2}{Z_C}\sin(\beta l)\end{aligned}\right\}\qquad(12\text{-}5)$$

$$\beta=\frac{\omega}{v}=\omega\sqrt{L_0C_0}\qquad(12\text{-}6)$$

式中 $Z_C$——线路波阻抗，Ω；

$\beta$——相位常数，一般工频条件下，1km 架空线路 $\beta\approx0.06°$；

$\omega$——角频率，rad/s；

$v$——电磁波传播速度，m/s；

$L_0$、$C_0$——导线单位长度的电感和电容，H/km，F/km；

$l$——输电线路长度，km。

图 12-13 空载长线路示意图

$l$—线路长度；$\dot{E}$—电源电动势；$\dot{U}_1$、$\dot{U}_2$—线路首末端电压；$X_s$—电源感抗（或称系统等值感抗）

当线路末端开路时，$\dot{I}_2=0$，线路首、末端电压关系为

$$\dot{U}_2=\frac{\dot{U}_1}{\cos(\beta l)}\qquad(12\text{-}7)$$

图 12-14 是空载长线路末端电压升高倍数与线路长度关系，其中，曲线 1 是根据式（12-7）画出的线路末端电压升高倍数与线路长度的关系，对应于电源阻抗为零的情况，即 $\dot{U}_1=\dot{E}$。

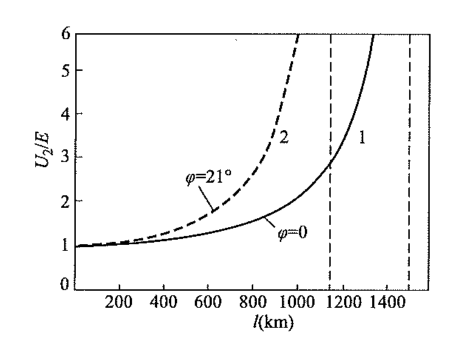



图 12-14 空载长线路末端电压升高倍数与线路长度关系

当 $\beta l=\pi/2$ 时，线路末端电压将趋近于无穷大，线路长度 $l=\dfrac{\pi v}{2\omega}=\dfrac{v}{4f}$。系统频率 $f$= 50Hz 时，波长为 $v/f=3\times10^5/50$ =6000(km)，$l$ 为 1500km，此时线路

电感与电容构成谐振状态，称为1/4波长谐振。

上述分析中未考虑电源感抗，实际电力系统中电源感抗 $X_s \neq 0$，电容电流同时流过线路电感和电源感抗，等效增加了线路长度，增加了工频电压升高的幅度。电源容量越小（或系统容量越小），即电源感抗（或系统等值感抗）越大，电容效应越严重。

简化计算时，可将分布参数用集中参数的阻抗表示。在无损线路末端开路时，从受端往线路看，线路可以等值为阻抗 $Z_\lambda$，$Z_\lambda$ 为线路末端开路时的首端入口阻抗。

由式（12-5）可得入口阻抗为

$$Z_\lambda = \frac{\dot{U}_1}{\dot{I}_1} = -\mathrm{j}Z_C\cot(\beta l) \tag{12-8}$$

当 $\beta l < \pi/2$ 时，$Z_\lambda$ 为容抗，电源 $X_s$ 为感抗，计算线路首端电压为

$$\dot{U}_1 = \frac{\dot{E}Z_R}{\mathrm{j}X_s + Z_R} = \frac{\dot{E}}{X_s - Z_C\cot(\beta l)}[-\mathrm{j}Z_C\cot(\beta l)] \tag{12-9}$$

式（12-9）也可用电压传递系数 $K$ 来表示。线路首端对电源的电压传递系数 $K_{01}$ 为

$$K_{01} = \frac{\dot{U}_1}{E} = \frac{Z_C\cot(\beta l)}{Z_C\cot(\beta l) - X_s} \tag{12-10}$$

线路末端对电源电动势的传递系数 $K_{02}$ 为

$$K_{02} = \frac{\dot{U}_2}{E} = \frac{\dot{U}_1\dot{U}_2}{E\dot{U}_1} = K_{01}K_{12} \tag{12-11}$$

将式（12-7）和式（12-10）代入式（12-11），可得

$$K_{02} = \frac{1}{\cot(\beta l) - \frac{X_s}{Z_C}\sin(\beta l)} \tag{12-12}$$

令 $\tan\varphi = \frac{X_s}{Z_C}$，则 $K_{02} = \frac{\cot\varphi}{\cot(\beta l + \varphi)}$。电源感抗 $X_s$ 对电容效应的影响由参数 $\varphi$ 表示。图12-14中虚线2为 $\varphi = 21°$ 时 $K_{02}$ 与线路长度的关系曲线，当线路长度 $l = 1115\text{km}$ 时，线路发生谐振。

由于电源容量越小，电源感抗越大，电容效应越严重，因此在计算工频过电压时，应考虑系统可能出现的最小运行方式，即 $X_s$ 可能出现的最大值。在两端供电的长线路系统中进行断路器操作时，应遵循一定的操作程序：线路合闸时，先合电源容量较大的一侧，后合电源容量较小的一侧；切除线路时，先切电源容量较小的一侧，后切电源容量较大的一侧。这样可以适当地减小由电容效应引起的工频电压升高。

为了限制工频电压升高现象，实际工程中常采用并联电抗器来补偿线路的电容电流以削弱电容效应，效果十分显著。并联电抗器可以接在长线路的首端、中部或末端，其沿线的电压分布将随着并联电抗器的位置不同而不同。

2. 不对称短路引起的工频电压升高

不对称短路是电力系统中最常见的故障形式，当发生单相或两相接地短路时，短路电流的零序分量会引起健全相的工频电压升高，其中单相接地故障引起的工频电压升高较大，且故障概率也较两相接地短路故障高。

在电力系统发生单相接地故障时，故障点三相电压和电流是不对称的，健全相的电压升高数值可应用对称分量法的序网图进行分析。

当A相接地时，其系统接线和序网如图12-15所示。

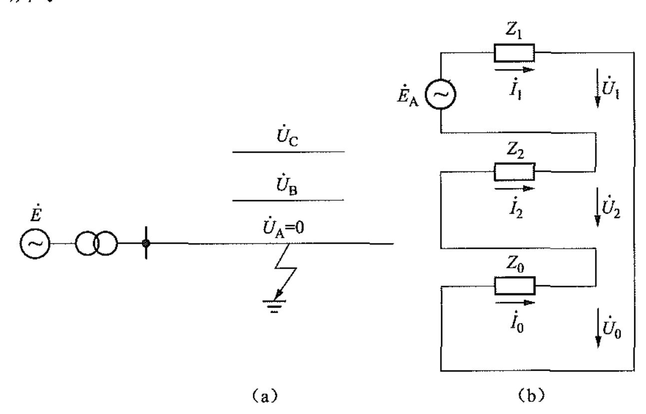



图12-15　单相接地系统接线与计算用复合序网

（a）单相接地系统；（b）复合序网

$Z_1$、$Z_2$、$Z_0$—从故障点看进去的电网正序、负序和零序阻抗；

$\dot{E}_A$—正常运行故障点处A相电压

A相发生故障，故障点边界条件为 $\dot{U}_A = 0$、$\dot{I}_B = \dot{I}_C = 0$，则序电流关系为

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 = \dot{I}_0 = \frac{\dot{E}_A}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \tag{12-13}$$

正序、负序和零序电压的关系式为

$$\left.\begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{E}_A - Z_1\dot{I}_1 \\ \dot{U}_2 &= -Z_2\dot{I}_2 \\ \dot{U}_0 &= -Z_0\dot{I}_0 \end{aligned}\right\} \tag{12-14}$$

式（12-14）中 $\dot{U}_1$、$\dot{U}_2$、$\dot{U}_0$ 和 $\dot{I}_1$、$\dot{I}_2$、$\dot{I}_0$ 分别为序网中电压、电流的正序、负序和零序分量。故障点B、C两健全相上的电压见下式，其中 $a = e^{\mathrm{j}\frac{2\pi}{3}}$

$$\left.\begin{aligned} \dot{U}_B &= \frac{(\alpha^2-1)Z_0 + (\alpha^2-\alpha)Z_2}{Z_0 + Z_1 + Z_2}\dot{E}_A \\ \dot{U}_C &= \frac{(\alpha-1)Z_0 + (\alpha^2-\alpha)Z_2}{Z_0 + Z_1 + Z_2}\dot{E}_A \end{aligned}\right\} \tag{12-15}$$

对于有较大电源容量的系统，发电机在入口阻抗中所占的比例不大，可认为 $Z_1 \approx Z_2$，忽略各序阻抗的电阻分量 $R_1$、$R_2$、$R_0$，保留各序阻抗的电抗分量 $X_1$、

$X_2$、$X_0$，则式（12-15）可以简化为

$$\left.\begin{aligned}\dot{U}_B&=\left(-\frac{1.5\dfrac{X_0}{X_1}}{2+\dfrac{X_0}{X_1}}-\mathrm{j}\frac{\sqrt{3}}{2}\right)\dot{E}_A\\ \dot{U}_C&=\left(-\frac{1.5\dfrac{X_0}{X_1}}{2+\dfrac{X_0}{X_1}}+\mathrm{j}\frac{\sqrt{3}}{2}\right)\dot{E}_A\end{aligned}\right\}\tag{12-16}$$

其中 $\dot{U}_B$、$\dot{U}_C$ 的模值为

$$U_B=U_C=\sqrt{3}\frac{\sqrt{\left(\dfrac{X_0}{X_1}\right)^2+\left(\dfrac{X_0}{X_1}\right)+1}}{2+\dfrac{X_0}{X_1}}E=KE\tag{12-17}$$

式（12-17）中，$E$ 为正常运行时故障点 A 相电压的有效值，$K$ 为接地系数，其表达式为

$$K=\sqrt{3}\frac{\sqrt{\left(\dfrac{X_0}{X_1}\right)^2+\left(\dfrac{X_0}{X_1}\right)+1}}{2+\dfrac{X_0}{X_1}}\tag{12-18}$$

$K$ 表示单相接地故障时健全相的最高对地工频电压与无障时对地电压（有效值）之比。根据式（12-18）即可作出如图 12-16 所示的接地系数 $K$ 与 $X_0/X_1$ 的关系曲线。

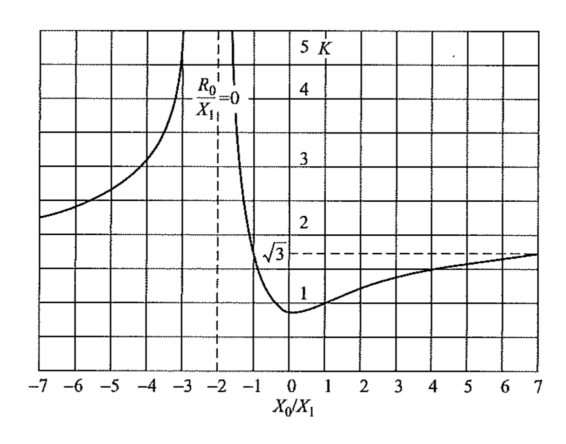



图 12-16 单相接地时健全相的电压升高曲线

$X_0/X_1$ 的比值越大，健全相的电压值越高，其中 $X_0$ 与系统中性点接地方式有关。

对中性点不接地（绝缘）的电力系统，$X_0$ 取决于线路的容抗，故为负值。单相接地时健全相上的工频电压升高值可达 1.1 倍的额定（线）电压 $U_n$，因此选择避雷器额定电压或灭弧电压按 110%$U_n$ 选择，称为“110%避雷器”。

对中性点经消弧线圈接地的 35～60kV 电力系统，在过补偿状态下运行时，$X_0/X_1$ 是很大的正值，单相接地时健全相上工频电压接近于额定电压 $U_n$，故采用“100%避雷器”。

对中性点直接接地的系统，特别是超高压系统中，$X_0$ 为不大的正值，由于继电保护、系统稳定等方面的需要，要限制不对称短路电流，一般 $0\leqslant X_0/X_1\leqslant 3$。单相接地时健全相上的电压升高小于 0.8$U_n$，故采用“80%避雷器”。

3. 甩负荷引起的工频电压升高

当输电线路传输功率较大时，断路器突然跳闸，电源甩掉负荷后，将在原动机与发电机内引发一系列机电暂态过程，这是造成线路工频电压升高的又一原因。

首先，在发电机突然失去部分或全部负荷时，由磁链守恒原理可知通过励磁绕组的磁通不会突变，与其对应的电源电动势 $E_d'$ 将维持原有大小。甩负荷前的电感电流对发电机主磁通的去磁效应突然消失，而空载线路的电容电流对主磁通起助磁作用，使 $E_d'$ 增大，加剧了工频电压升高，需等到自动电压调节器开始发挥作用后，才能够逐步下降。

其次，从机械过程来看，发电机突然甩掉一部分有功负荷后，由于原动机的调速器机械惯性作用，在短时间内输入原动机的功率来不及减少，将使发电机转速增加、电源频率上升，不但发电机的电动势随转速的增大而升高，而且还会加剧线路的电容效应。

4. 工频电压升高的限制要求和主要措施

在考虑线路的工频电压升高时，如果同时计及空载线路的电容效应、单相接地及突然甩负荷等三种情况，那么工频电压升高可达到相当大的数值（例如 2 倍相电压）。实际运行经验表明：220kV 及以下的电网，工频电压升高对设备绝缘的威胁很小，在一般情况下，不需要采取特殊措施来限制工频电压升高；但在超高压和特高压电网中，工频电压升高对确定设备的绝缘水平和降低操作过电压起到重要作用，需要限制工频电压升高。

超过规定要求时，在线路上宜安装高压并联电抗器加以限制。高压并联电抗器可以补偿线路的电容电流，以削弱电容效应。高压并联电抗器的容量和安装地点的选择，需要充分考虑系统无功平衡、潜供电流补偿、同步电机自励磁、非全相运行状态谐振问题等因素，是一项综合的系统工程，必须结合系统结构、参数、运行方式、故障方式，优化确定合理的配置方案。

采用良导体地线也可以降低工频过电压升高。良导体地线能有效地降低线路的零序电抗和电阻，减小故障点的零序阻抗与正序阻抗的比值，降低接地系数，达到限制工频电压升高的作用。计算表明，电源容量越大，良导体地线降低工频电压升高的作用越明显。

近几年，随着新技术和新材料的发展，新型的静止补偿装置通过吸收无功功率也可以起到降低工频电压升高的作用。

## 二、谐振过电压

电力系统中存在着大量“储能元件”，即储存静电能量的电容元件和储存磁能的电感元件，电容元件包括导线对地电容和相间电容，串联、并联补偿电容器组，过电压保护用电容器等，电感元件包括变压器、互感器、发电机、消弧线圈、电抗器等。这些元件可能构成不同的振荡回路，在某种运行条件下，这些电感、电容元件就有可能产生各种不同类型的谐振，谐振常常引起高幅值、长时间的暂时过电压。

电力系统中的谐振过电压会在系统操作或系统故障时的过渡过程中产生，可能在其过渡过程结束后的较长时间内仍保持稳定存在，直至谐振条件被新的操作破坏为止。由于谐振过电压的持续时间长，所以其危害也较大，谐振过电压可以危害电气设备的绝缘，产生持续的过电流可能烧毁电气设备，而且还可能影响过电压保护装置的工作条件。

1. 谐振过电压的类型

电力系统中的电阻元件和电容元件均为线性元件，而电感元件呈现三类不同的特性：第一类是在特定的条件下呈线性；第二类是非线性的；第三类是电感值呈周期性变化。与之相对应，这些电感、电容参数在其他条件的配合下，可能产生三种不同形式的谐振现象，引发不同特点的过电压。

（1）线性谐振过电压。线性谐振电路中的电感 $L$ 与电容 $C$、电阻 $R$ 参数都是线性的，它们的参数是常数，即数值均不随电路中的电流、电压变化而变化。线性电感元件主要为不带铁芯的电感元件(如输电线路的电感、变压器漏抗)，或者励磁特性接近线性的电感元件（如消弧线圈）。

电感元件与电力系统中的电容元件形成串联回路，当电力系统的交流电源频率等于或接近于回路的自振频率时，回路的感抗和容抗相等或相近而互相抵消，回路电流受回路电阻的限制可能达到较高数值，此时串联谐振将在电感元件和电容元件上产生远大于电源电压的过电压。

限制这种过电流和过电压的方法是使回路脱离谐振状态或增加回路损耗。这种过电压危害很大，但具有谐振频带窄、谐振条件苛刻的特点，因此在电力系统设计和运行时，可避开谐振条件以消除这种线性谐振过电压。

（2）参数谐振过电压。电力系统中某些电感元件的参数会发生周期性变化，例如同步电机工作时，其电感值随着转子位置不同而发生周期性的变化。当同步电机带有电容性负荷时，例如空载线路，如果参数配合不合理，就可能引发参数谐振现象，产生参数谐振过电压，这种现象也称为同步电机的自励磁。同步电机在正式投入运行前，设计部门必须进行自励磁的校核，避开谐振点，因此一般不会出现参数谐振现象。

（3）铁磁谐振过电压。当电感元件带有铁芯（如空载变压器、电磁式电压互感器）时，一般都会出现饱和现象，这时电感不再是常数，而是随着电流或磁通的变化呈非线性变化，其与电路中的线性电容 $C$ 构成的自振频率是可变的，在满足一定条件时，就会产生分频、基频或倍频的宽范围的铁磁谐振现象。系统中发生铁磁谐振的可能性较大，可在电力系统中引发严重事故，由于铁磁谐振具有谐振频带宽、振荡幅度高、伴随大电流和自保持等特点，很难在设计和运行中避免。

2. 铁磁谐振过电压

铁磁谐振过电压物理过程可利用图 12-17 所示的最简单的 LC 串联谐振电路，此时 $L$ 为带铁芯的非线性电感，其值是非线性的，因而回路也就没有固定的自振频率，同一回路中，既可能产生振荡频率等于电源频率的基频谐振，也可以产生高次谐波（例如 2、3、5 次等）和分次谐波（例如 1/2、1/3、1/5 次等）谐振，具有多种谐波谐振是铁磁谐振的一个重要特点。在基频谐振下，其他谐振分量不起主导作用，因此为了简化和突出基频谐振的基本物理概念，可略去回路中各种谐波的影响。

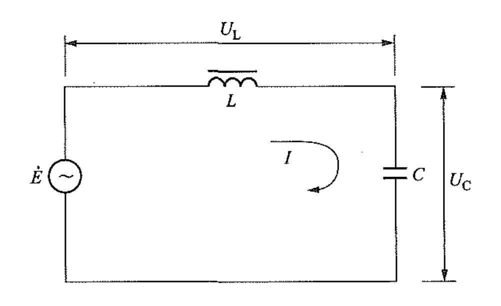



图 12-17 LC 串联铁磁谐振电路

图 12-18 分别作出了电感电压 $U_L$ 及电容电压 $U_C$ 与电流 $I$ 的关系（电压、电流均以有效值表示）。由于电容是线性的，所以 $U_C(I)$是一条直线，$U_C=\dfrac{1}{\omega C}I$；随着电流增大，铁芯出现饱和现象，电感 L 不断减小，假设 2 条伏安特性曲线相交于 $P$ 点。

由于 $\dot{U}_L$ 与 $\dot{U}_C$ 相位相反，当 $\omega L>\dfrac{1}{\omega C}$（即 $U_L>U_C$）时，电路中的电流是感性的；当 $I>I_P$ 时，$U_L<U_C$，电流变为容性。由回路元件上的电压降与电源电动势的平衡关系可得

$$\dot{E}=\dot{U}_L+\dot{U}_C \tag{12-19}$$

式（12-19）也可以用电压降总和的绝对值 $\Delta U$ 表示，即

$$E=\Delta U=\left|\dot{U}_L-\dot{U}_C\right| \tag{12-20}$$

$\Delta U$ 与 $I$ 的关系曲线 $\Delta U(I)$ 如图 12-18 所示。

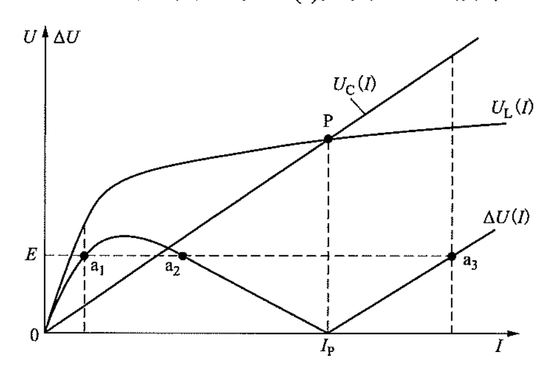



图 12-18　串联铁磁谐振电路的特性曲线

电动势 $E$ 和 $\Delta U$ 曲线的交点就是满足平衡方程的点。由图 12-18 可以看出，有 $a_1$、$a_2$、$a_3$ 三个平衡点，但这三点并不都是稳定的。可利用小扰动法研究平衡点的稳定性。例如 $a_1$ 点，若回路中电流稍有增加，$\Delta U>E$，电压降大于电动势，使回路电流减小，回到 $a_1$ 点。反之，若回路中电流稍有减小，$\Delta U<E$，电压降小于电动势，使回路电流增大，同样回到 $a_1$ 点。因此 $a_1$ 点是稳定点。同样的方法分析 $a_2$、$a_3$ 点，可发现 $a_2$ 是不稳定点，$a_3$ 是稳定点。

由图 12-18 可知，当电动势较小时，回路存在两个可能的稳定工作点 $a_1$、$a_3$，而当 $E$ 超过一定值以后，可能只存在一个工作点 $a_3$。当有两个稳定工作点时，若电源电动势是逐渐上升的，回路处在非谐振工作点 $a_1$。若使回路由稳定工作点 $a_1$ 阶跃至稳定工作点 $a_3$，回路必须经过强烈的扰动，使回路电流迅速增加，例如发生故障、断路器跳闸、切除故障等。这种需要经过过渡过程建立的谐振现象称为铁磁谐振的激发，且一旦激发，谐振状态可以借助 $a_3$ 点的工作稳定性维持很长时间，不会衰减。

根据以上分析，基波的铁磁谐振有下列特点：

（1）产生串联铁磁谐振的必要条件是：电感和电容的伏安特性曲线必须相交，即 $\omega L>\dfrac{1}{\omega C}$，因而，铁磁谐振可以在较大范围内产生，很难通过设计和运行手段避免。

（2）对铁磁谐振电路，在同一电源电动势作用下，回路可能有不止一种稳定工作状态。在外界激发下，回路可能从非谐振工作状态跃变到谐振工作状态，电路从感性变为容性，发生相位反倾，同时产生过电压与过电流。

（3）铁磁元件的非线性是产生铁磁谐振的根本原因，但其饱和特性本身又限制了过电压的幅值。此外，回路损耗会使过电压降低，当回路电阻值大到一定数值时，就不会出现强烈的谐振现象。

电力系统中的铁磁谐振过电压常发生在非全相运行状态中，其中电感可以是空载变压器或轻载变压器的励磁电感、消弧线圈的电感、电磁式电压互感器的电感等，电容是导线的对地电容、相间电容以及电感线圈对地的杂散电容等。

铁磁谐振过电压的主要危害包括幅值较高的过电压破坏电气设备的绝缘、在非线性电感线圈中产生较大的电流引起线圈温升、影响保护装置的工作条件、产生谐波分量污染系统。

为了限制和消除铁磁谐振过电压，主要采取以下措施：

（1）改善电磁式电压互感器的励磁特性，或改用电容式电压互感器。

（2）在电压互感器开口三角绕组中接入阻尼电阻，或在电压互感器一次绕组的中性点对地接入电阻。

（3）某些情况下，可在 10kV 及以下的母线上装设一组三相对地电容器，或用电缆段代替架空线段，以增大对地电容，从参数搭配上避开谐振现象。

（4）在特殊情况下，可将系统中性点临时经电阻接地或直接接地，或投入消弧线圈，也可以按事先规定投入某些线路或设备以改变电路参数，消除谐振过电压。

## 第四节　潜供电流和恢复电压

### 一、基本概念

1. 潜供电流和恢复电压的物理成因

电力系统中线路发生单相瞬时性接地故障时，单相重合闸装置使故障相两端断路器跳闸，由于其他两健全相仍然运行，线路之间的相间电容和相间互感耦合，接地点仍会流过一定的电流，这就是潜供电流，如图 12-19 所示。当潜供电流过零时，故障相上的电压称为恢复电压。

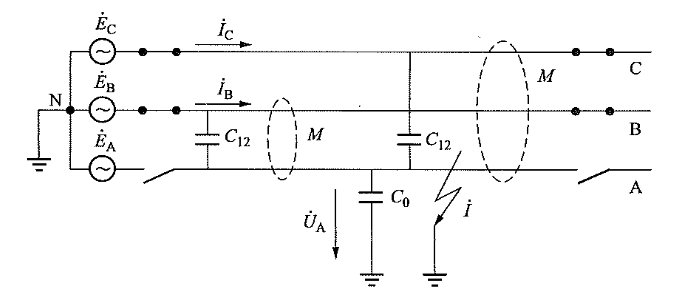



图 12-19　潜供电流示意图

潜供电流由容性和感性两个分量构成。容性分量

是由两个非故障相的工作电压通过相间电容向故障相进行电容性供电产生的；感性分量是由两个非故障相的工作电流通过相间互感向故障相进行电感性供电而产生的。容性分量与运行电压有关，而与故障点位置无关；感性分量与非故障相通过的电流和故障点位置均有密切关系，线路两端故障时感性分量最大，线路中间故障时感性分量很小，甚至为零。

2. 潜供电流的限制措施

潜供电流容性分量与线路长度和运行电压成正比：线路较短时，潜供电流较小，熄弧时间短，单相重合闸动作时间短；线路较长时，潜供电流较大，熄弧时间长，单相重合闸动作时间长。潜供电流和恢复电压会使电力系统故障点自动熄弧困难增大，甚至使自动重合闸失败，影响电力系统的安全稳定。因此，限制潜供电流和恢复电压是超高压线路和特高压线路使用快速重合闸措施关键因素。

如允许把单相重合闸过程中无电流间歇时间适当延长，则潜供电流在不采取上述措施的情况下也能自行熄灭。根据 1974 年国际大电网会议资料（single-phase auto-relosing in EHV systems）和 DL/T 5429—2009《电力系统设计技术规程》，无电流间歇时间和潜供电流的关系为

$$t \approx 0.25(0.1I+1) \qquad (12\text{-}21)$$

式中　$t$——无电流间歇时间，s；

$I$——潜供电流，A。

世界各国均对潜供电流进行了深入的研究，我国的研究机构也从计算方法、抑制措施和自灭特性等多方面开展过研究。不同电流下的潜供电流自灭时限推荐值（概率保证值 90%）见表 12-3，该表建议潜供电流熄灭后的弧道介质恢复时间按 0.04s 以上考虑，一般选择为 0.1s；为潜供电弧灭弧后的无电流间歇所保留的裕度为 0.1s。

**表 12-3　　不同电流下的潜供电流自灭时限推荐值（概率保证值 90%）**

| 有无并联电抗补偿 | 电压梯度（kV/m） | 潜供电流（A） | 自灭时限推荐值（s） |
|---|---|---|---|
| 无补偿 | 10 | 12 | 0.1～0.15 |
| | | 24 | 0.35～0.56 |
| | | 40 | 0.4～0.65 |
| | | 50 | 0.53～0.79 |
| | | 60 | 0.62～0.97 |
| | | 80 | 0.96～1.40 |
| | 16.8 | 12 | 0.3～0.5 |
| | | 24 | 0.55～0.8 |
| | | 40 | 0.7～1.0 |
| | | 50 | 0.85～1.23 |
| | | 60 | 1.05～1.5 |
| | | 80 | 1.2～2.0 或 2.0 以上 |
| 有补偿 | 8～15 | 10 | 0.1 以下 |
| | | 20 | 0.1 以下 |
| | | 30 | 0.18～0.22 |

注　以上数据为在风速范围 1.5～2.5m/s 条件下测得。

当潜供电流和恢复电压较高时需要采取措施加速潜供电流熄灭，超高压和特高压输电系统主要采取以下措施。

（1）在高压并联电抗器上加装中性点小电抗。在高压并联电抗器的中性点上装设小电抗（二次补偿），通过补偿相间电容和相地电容，来限制潜供电流和恢复电压。特别是对相间电容进行全补偿，使相间阻抗趋近于无穷大，减小潜供电流的电容分量。

并联电抗与线路的相间电容和相对地电容可以产生谐振，当电弧电流过零后，弧道上承受一个恢复电压，其幅值为电源电压与电抗器上的电压叠加，在电弧电流过零瞬间，补偿电抗上的电压与电源相反，电弧弧道上承受的暂态恢复电压较无补偿电抗器时的电压低。

（2）使用快速接地开关（HSGS）。随着电力系统发展，电网间联络增强，部分超高压线路长度较短且未装设高压并联电抗器，此时可以采用 HSGS 来加快潜供电弧的熄灭速度。

HSGS 动作顺序如图 12-20 所示，故障时线路两端的断路器跳开后，先快速合上两侧的 HSGS 开关，将接地点的潜供电流转移到电阻很小的接地开关上，

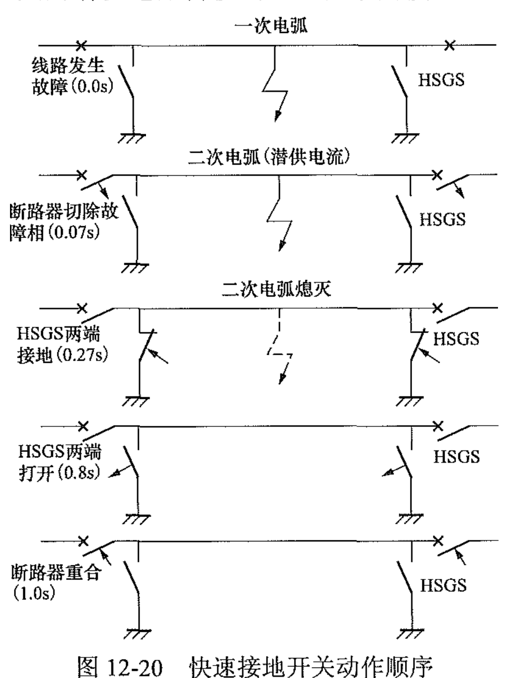



图 12-20　快速接地开关动作顺序

以促进潜供电弧熄灭；然后打开 HSGS，利用开关的灭弧能力强行熄弧。

（3）采用良导体地线。良导体地线上产生的较大的感应电流，能够更有效地抵消故障相上的感应电压，从而更好减小潜供电流的感性分量。

（4）自适应单相重合闸。自适应单相重合闸并不能改变潜供电弧熄灭的时间，但可以依据潜供电弧的熄弧时间调整单相重合闸的合闸时间，从而保证潜供电弧熄灭的同时提高系统的稳定性。

## 二、中性点小电抗器

输电线的相间电容是决定容性分量潜供电流和恢复电压的主要因素。并联电抗器中性点上接一个小电抗器可以补充线路的相间电容和相对地电容，特别是相间电容接近全补偿（即相间阻抗接近无穷大）时。采用中性点小电抗器措施和采用消弧线圈措施的补偿性质类似，但中性点小电抗器所补偿的是线路相间电容，其数值取决于线路的正序电容和零序电容之差，即 $C_1$–$C_0$；而消弧线圈补偿的是对地电容 $3C_0$。消弧线圈对整个不接地网络发生的接地故障都能起到消弧作用；而在线路上为补偿潜供电流容性分量而采用的中性点小电抗器仅对与它连接的线路起作用。

1. 输电线分布电容的等值回路

在研究潜供电流容性分量时，一般忽略输电线的电阻和电感，这虽然降低了计算精度，但分布电容可采用集中电容来模拟，使计算分析大为简化。图 12-21 为三相输电线电容的等值图。

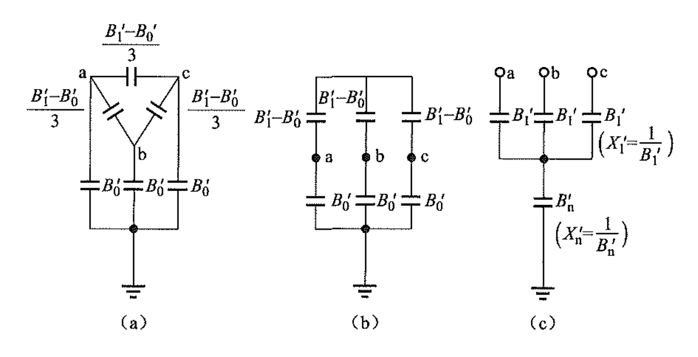


图 12-21　三相输电线电容的等值图

（a）输电线的相间电容和对地电容；（b）相间电容改为星形接线；（c）等值图

$B_1'$—输电线的正序容性电纳；$B_0'$—输电线的零序容性电纳

在图 12-21（c）中，零序容性电纳为 $\dfrac{1}{x_1'+3x_n'}$，此值也应和 $B_0'$ 相等，即 $B_0'=\dfrac{1}{x_1'+3x_n'}=\dfrac{B_1'B_n'}{B_n'+3B_1'}$，可得

$$B_n'=\frac{3B_0'B_1'}{B_1'-B_0'}\tag{12-22}$$

2. 高压并联电抗器和中性点小电抗器的等值回路

对于单相型的高压并联电抗器，每相高压并联电抗器的电抗和电纳分别为 $X_p$ 和 $B_p$；中性点小电抗器的电抗和电纳分别为 $X_n$、$B_n$。$B_1$、$B_0$ 分别为高压并联电抗器和小电抗器的正序和零序感性电纳。

图 12-22（a）中，正序感性电纳为 $B_p$，零序感性电纳为 $\dfrac{1}{X_1+3X_n}=\dfrac{B_pB_n}{B_n+3B_p}$。

图 12-22（b）中，正序感性电纳为 $B_1$，零序感性电纳为 $B_0$。

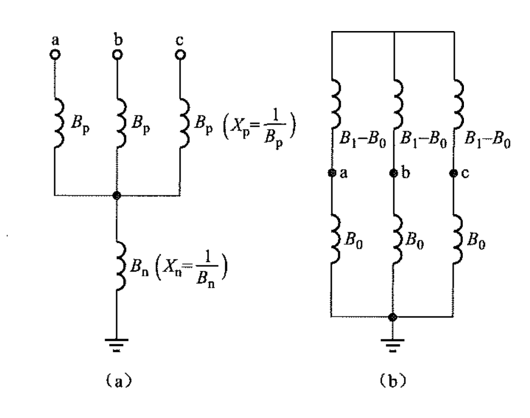


图 12-22　单相型高压并联电抗器和中性点小电抗接线图及等值图

（a）接线图；（b）等值阻抗图

所以有

$$\left.\begin{aligned}B_1&=B_p\\B_0&=\frac{B_pB_n}{B_n+3B_p}\end{aligned}\right\}\tag{12-23}$$

由此可得

$$B_n=\frac{3B_0B_1}{B_1-B_0}\tag{12-24}$$

如高压并联电抗器中性点直接接地，则 $X_n$=0 或 $B_n=\infty$，从式（12-23）可得

$$B_0=\lim_{B_n\to\infty}\frac{B_pB_n}{B_n+3B_p}=B_p=B_1$$

图 12-22（b）可知：当 $B_0$=$B_1$，a、b、c 三相间的星形接线感性电纳 $B_1$–$B_0$ 均为零，即三个单相高压并联电抗器组没有相间电抗存在，因此也不可能对输电线相间电容进行补偿。

如上述高压并联电抗器的中性点接小电抗器，则 a、b、c 三相间感性电纳为 $(B_1-B_0)/3$［把星形接线的 $B_1$–$B_0$ 转换为三角形接线的 $(B_1-B_0)/3$］。

如把输电线相间容性电纳全部补偿掉，则

$$B_1-B_0=B_1'-B_0'\tag{12-25}$$

设 $F$ 为高压并联电抗器对输电线正序电容的补偿度，则有 $F = B_1 / B_1'$ 或 $B_1 = FB_1'$。

从式（12-25）可得

$$B_0 = B_1 - (B_1' - B_0') = B_0' - (1-F)B_1' \quad (12\text{-}26)$$

代入式（12-24）得

$$B_n = \frac{3FB_1'}{B_1' - B_0'}[B_0' - (1-F)B_1'] \quad (12\text{-}27)$$

把式（12-22）代入式（12-27），则得

$$B_n = B_n' F\left[1 - \frac{(1-F)B_1'}{B_0'}\right] \quad (12\text{-}28)$$

研究经验和工程实际应用表明，并联电抗器中性点小电抗的取值范围较大，不一定选择全补偿小电抗，而以满足抑制工频谐振过电压和限制潜供电流的要求为原则。前面介绍的中性点小电抗最佳取值的计算公式只是考虑了电容分量，再加上参数本身可能存在误差，因此在实际工程的计算中往往取最佳值附近的几个小电抗值进行验算，从中挑选一个合适的小电抗器的阻抗参数。小电抗器参数选定后，还需作两项校验计算：①高压并联电抗器加上小电抗器后的工频过电压；②当断路器一相或两相开断时，是否发生工频谐振过电压。

## 三、感性补偿线路的潜供电流和恢复电压计算

如图 12-23 所示，感性补偿线路 a 相 $F$ 点发生接地故障时，电源侧断路器的 a 相将故障相隔离，电源的三相电动势为

$$\left.\begin{aligned}\dot{E}_a &= E\\ \dot{E}_b &= a^2E = -0.5E - \text{j}0.866E\\ \dot{E}_c &= aE = -0.5E + \text{j}0.866E\end{aligned}\right\} \quad (12\text{-}29)$$

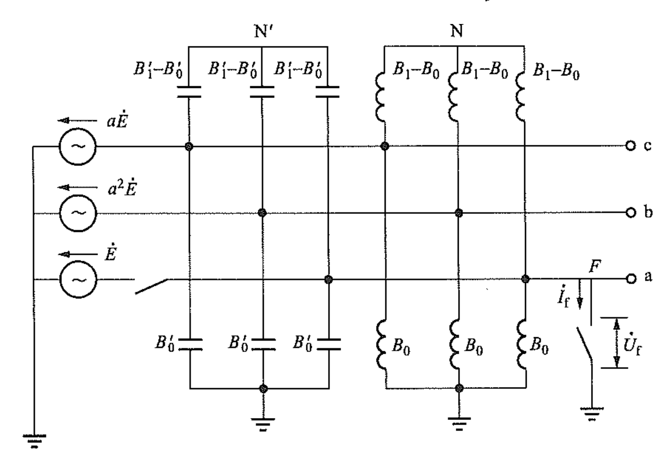



图 12-23　感性补偿线路故障相被隔离后的示意图

$B_1'$、$B_0'$—线路分布电容的正序和零序容性电纳；$B_1$、$B_0$—高压并联电抗器和小电抗器组的正序和零序感性电纳；$\dot{I}_f$—潜供电流；$\dot{U}_f$—潜供电流熄灭后弧道的恢复电压

式（12-29）可以分解为实部和虚部两组分量：第一组实部分量为 $E_a' = E, E_b' = E_c' = -0.5E$；第二组实部分量为 $E_a'' = 0, E_b'' = -E_c'' = -0.866E$，把上述两组电动势分别作用于图 12-23 所示回路，简化后得到实部分量和虚部分量等值图分别如图 12-24 和图 12-25 所示。

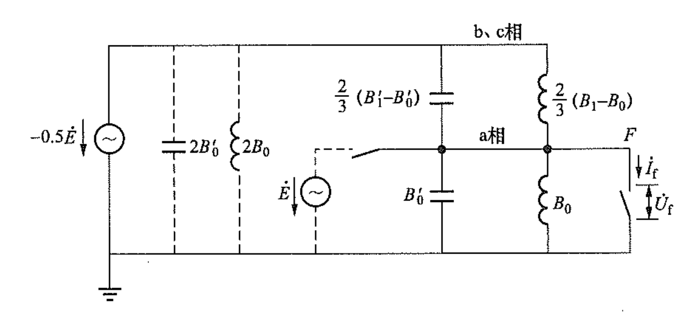



图 12-24　实部分量电动势作用于图 12-23 回路的等值图

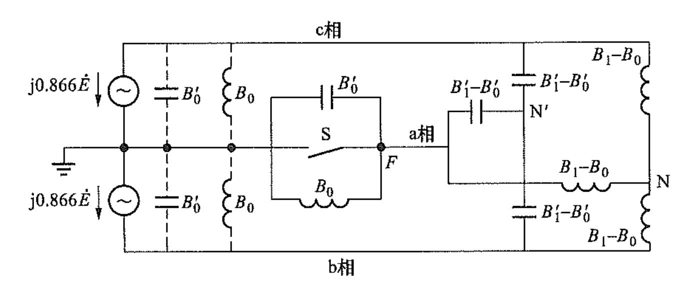



图 12-25　虚部分量电动势作用于图 12-23 回路的等值图

1. 故障处恢复电压的容性分量计算

分析图 12-24，因 b、c 两相对 a 相和大地是对称的，显然 a 相处于大地电位。所以当故障处电弧熄灭后，弧道两端不存在任何电压，当电弧未熄灭时，弧道处也不会有电流通过，即虚部分量电动势对故障处不提供潜供电流和恢复电压，因此在计算故障处潜供电流和恢复电压时，可不计虚部分量电动势的作用，只需要根据图 12-24 所示考虑实部分量电动势的作用。图 12-24 中虚线部分的电纳直接跨接在电源两端，与 $I_f$ 和 $U_f$ 值无关，也可略去不计。由图 12-24 可求得潜供电弧熄灭后，弧道处电源频率的恢复电压容性分量 $U_f$，即

$$U_f = -\frac{E}{2} \times \frac{\dfrac{1}{B_1' - B_0}}{\dfrac{1}{\frac{2}{3}(B_1' - B_0') - \frac{2}{3}(B_1 - B_0)} + \dfrac{1}{B_1' - B_0}} \quad (12\text{-}30)$$

$$= -\frac{(B_1' - B_0') - (B_1 - B_0)}{(2B_1' + B_0') - (2B_1 + B_0)}E$$

若选择中性点小电抗器的参数使 $B_1 - B_0$ 和 $B_1' - B_0'$ 相等，则 $U_f = 0$。

如果输电线路上安装的高压并联电抗器且中性点直接接地，即 $B_1 - B_0 = 0$，则

$$U_f = \frac{-E(B_1' - B_0')}{(2B_1' + B_0') - 3B_0} \quad (12\text{-}31)$$

如果输电线路上不安装高压并联电抗器，即 $B_1=B_0=0$，则

$$U_f=\frac{-E(B_1'-B_0')}{2B_1'+B_0'} \tag{12-32}$$

比较式（12-31）和式（12-32），可知若输电线路上安装高压并联电抗器且中性点直接接地，则故障处的恢复电压容性分量反而比线路不装高压并联电抗器时大。

2. 故障处潜供电流的容性分量计算

将图 12-24 中表示故障处恢复电压的开关 S 合上，就可以求得潜供电流的容性分量 $I_f$，即

$$\begin{aligned}I_f&=\frac{E}{2}\times \mathrm{j}\frac{2}{3}[(B_1'-B_0')-(B_1-B_0)]\\&=\mathrm{j}\frac{E}{3}[(B_1'-B_0')-(B_1-B_0)]\end{aligned} \tag{12-33}$$

由式（12-30）和式（12-33）可知，如用高压并联电抗器和中性点小电抗器进行补偿，调谐使 $B_1$–$B_0$ 和 $B_1'-B_0'$ 相等，则潜供电流和恢复电压容性分量同时为零。

如输电线上不装高压抗器（即 $B_1=B_0=0$）或安装的高压并联电抗器但其中性点直接接地即（$B_1$–$B_0=0$），则潜供电流容性分量为

$$I_f=\mathrm{j}\frac{E}{3}(B_1'-B_0') \tag{12-34}$$

所以输电线上若只装高压并联电抗器，就不能使潜供电流（容性分量）有任何减小，它只有降低工频暂态过电压的作用。

3. 中性点小电抗器的过电压计算

为计算中性点小电抗器的电压 $U_n$，需采用图 12-26 所示的接线图，该图与图 12-23 是等效的。如前所述，$U_n$ 也只与实部分量电动势有关，而与虚部分量电动势无关。图 12-27 是实部分量电动势作用于图 12-26 回路的等值图。

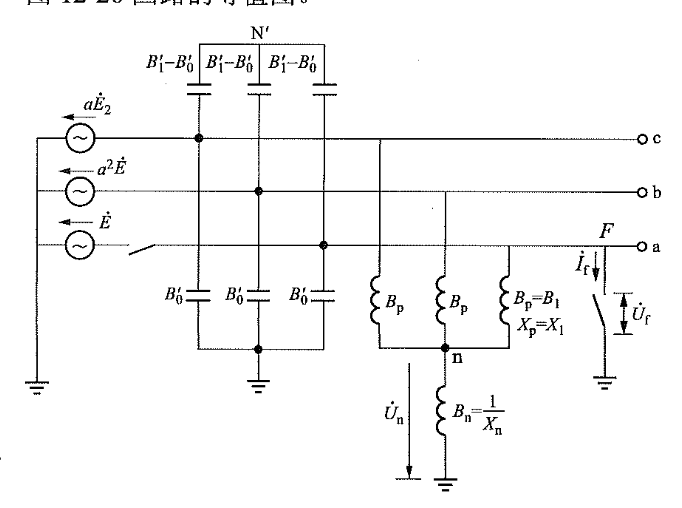



图 12-26　感性补偿线路的故障相被隔离后的示意图

（1）当电源侧断路器 a 相已跳闸，把故障相隔离，但潜供电弧尚未熄灭，即图 12-27 中表示故障处 $F$ 恢复电压的开关合上时，可求得中性点小电抗器的电压 $U_n$ 为

$$\begin{aligned}U_n&=\frac{I'}{B_1+B_n}=-\frac{E}{2}\times\frac{2B_1(B_1+B_n)}{2B_1+B_1+B_n}\times\frac{1}{B_1+B_n}\\&=-\frac{B_1}{3B_1+B_n}E=-\frac{X_n}{X_1+3X_n}E=-\frac{X_0-X_1}{3X_0}E\end{aligned} \tag{12-35}$$

其中

$$X_n=\frac{X_0-X_1}{3}$$

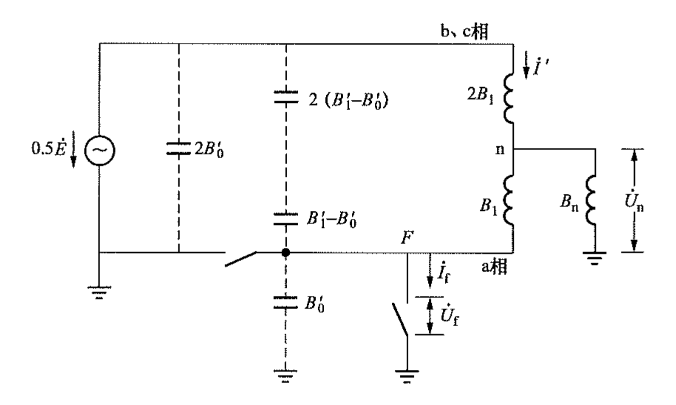



图 12-27　实部分量电动势作用于图 12-26 回路的等值图

（2）当电源侧断路器 a 相未跳闸，故障相未被隔离，则中性点小电抗器电压 $U_n$ 可用一般不对称单相接地故障计算求得。在该计算中可先求得故障处 $F$ 的零序电压 $U_0$。因小电抗器电压 $U_n$ 也是零序电压，$U_n$ 和 $U_0$ 的关系可用图 12-28 表示，所以有

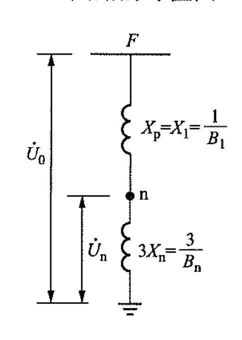



图 12-28　中性点小电抗器电压和故障处零序电压的关系

$$U_n=\frac{3X_n}{X_p+3X_n}U_0=\frac{3B_1}{3B_1+B_n}U_0 \tag{12-36}$$

（3）中性点小电抗器的电流和容量。

1）流经小电抗器的电流为

$$I_n=\frac{U_n}{X_n}=U_nB_n \tag{12-37}$$

2）小电抗器的无功容量为

$$Q_n=\frac{U_n^2}{X_n}=U_n^2B_n \tag{12-38}$$

式（12-37）和式（12-38）中，$U_n$ 是系统发生故障时的电压，所以求得的 $I_n$ 和 $Q_n$ 的持续时间是短暂的。一般中性点小电抗器的技术规范中有长时间额定电流和短时间额定电流两种。网络故障时的短时间电流可考虑不超过 10s。

## 四、工频谐振过电压计算

用高压并联电抗器补偿线路的容性充电无功，若

电抗补偿度太大，有可能造成电抗器参数和输电线路参数配合不合理，当发生非全相运行时（单相开断或两相开断）时就有可能发生工频串联谐振，导致回路电流很大，会在断开相上产生很高的工频谐振过电压。限制这种工频谐振过电压最根本的方法就是改变相间、相地阻抗的性质，使其为纯电容性或纯电感性电路。通常采用在电抗器中性点接小电抗，称为二次补偿。但如小电抗参数选择不当，仍然有可能会发生谐振过电压。因此，在高压并联电抗器和小电抗参数确定后，还需要进行工频谐振过电压校验。

1. 断路器一相断开引起工频谐振过电压的条件

图 12-23 和图 12-26 均可用来表示一相断开带高压并联电抗器和小电抗器的空载线路的接线图（删去 $F$ 点对地支路）。如前所述，把电动势分解为实部和虚部两组。因需求解的是 a 相谐振过电压值，虚部分量对 a 相并不提供任何电压，所以只要考虑实部分量的电动势。从图 12-24 和式（12-30），可求得 a 相电压为

$$U_a=-\frac{(B_1'-B_0')-(B_1-B_0)}{(2B_1'+B_0')-(2B_1+B_0)}E \tag{12-39}$$

所以一相断开发生谐振过电压的条件为

$$(2B_1'+B_0')-(2B_1+B_0)=0 \tag{12-40}$$

如果高压并联电抗器中性点直接接地，则 $B_1=B_0=B_p$，代入式（12-40）得

$$B_0=\frac{1}{3}(2B_1'+B_0') \tag{12-41}$$

一相断开发生谐振过电压的高压并联电抗器补偿度 $F_1$ 为

$$F_1=\frac{B_p}{B_1'}=\frac{B_0}{B_1'}=\frac{1}{3}\left(2+\frac{B_0'}{B_1'}\right)=\frac{1}{3}\left(2+\frac{C_0}{C_1}\right) \tag{12-42}$$

2. 断路器两相断开引起工频谐振过电压的条件

图 12-29 表示两相断开带高压并联电抗器和小电抗器的空载线路示意图，从等值图 12-29（b）可求得 b、c 相电压为

$$U_b=U_c=-\frac{(B_1'-B_0')-(B_1-B_0)}{(B_1'+2B_0')-(B_1+2B_0)}E \tag{12-43}$$

所以两相断开发生谐振过电压的条件为

$$(B_1'+2B_0')-(B_1+2B_0)=0 \tag{12-44}$$

如高压并联电抗器中性点直接接地，则将 $B_1=B_0=B_p$ 代入式（12-44）得

$$B_0=\frac{1}{3}(B_1'+2B_0') \tag{12-45}$$

两相断开时，发生谐振过电压的高压并联电抗器补偿度 $F_2$ 为

$$F_2=\frac{B_p}{B_1'}=\frac{B_0}{B_1'}=\frac{1}{3}\left(1+\frac{2B_0'}{B_1'}\right)=\frac{1}{3}\left(1+\frac{2C_0}{C_1}\right) \tag{12-46}$$

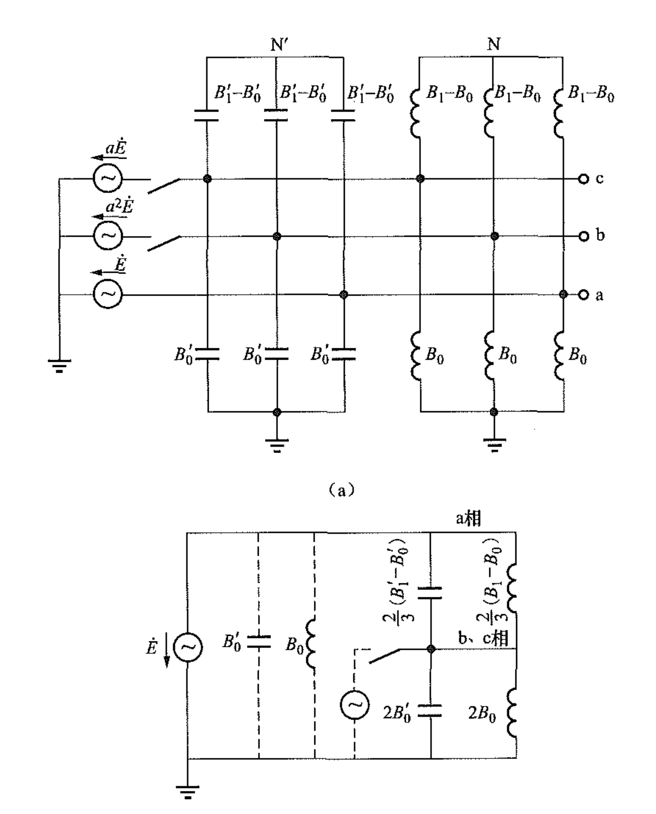



图 12-29 两相断开带高压并联电抗器和小电抗器的空载线路示意图
（a）接线图；（b）等值图

3. 在工频谐谐振过电压校验计算中对 $C_1$ 和 $C_0$ 参数的要求

在工频谐振过电压校验计算中，对 $C_1$ 和 $C_0$ 参数的精度要求很高。在线路未建成前，线路参数可按杆塔和导线布置的几何尺寸求得。导线水平和三角形布置对 $C_1$ 和 $C_0$ 参数影响不大，但对相间电容 $(C_1-C_0)/3$ 的影响却很大。对高压并联电抗器补偿度很大的线路尤其需要引起注意：必须根据实际工程设计的杆塔和导线布置尺寸，作 $C_1$ 和 $C_0$ 参数计算，不要套用其他工程参数。例如，对高压并联电抗器补偿度很高的线路作谐振过电压校验计算时，设计参数和实际精度将不能满足要求，因为实测参数也是在某一运行情况和气象条件下进行的，另外还有仪器等存在各种误差。因此，为了避开谐振过电压区，保证一定的安全裕度，对高补偿度线路建议在采用的 $C_1$ 和 $C_0$ 参数值的±10%范围内作谐振过电压校验计算。

应当指出，在高补偿度（95%～100%）情况下，用小电抗器限制谐振过电压实际上已失去作用，将出现理想点与谐振点重叠的现象。

## 第五节　感应电压和感应电流

### 一、基本概念

电力系统中，并行的双回输电线路在设计和建设中常采用同塔并架的方式，以减少线路走廊的占用，符合我国基本国策，但同时也存在一些技术问题，例如同塔双回路线间耦合很强时，检修停电线路在操作及停运期间将会被运行线路感应出较高的电压和电流，因此线路两侧接地开关选择时，需要根据实际参数及运行条件，计算线路的感应电流及感应电压，为选择合适的线路接地开关提供依据。

同塔并架双回线路，当其中一回线路停运时，由于运行的另一回平行线路的静电感应和电磁感应作用，将在停电线路上感应出电压和电流，此时对线路接地开关可能产生下述工况：

（1）当被断开的线路一端断开，操作另一端的接地开关时，接地开关将开断与关合电容电流。

（2）当被断开的线路一端接地，操作另一端的接地开关时，接地开关将开断与关合感应电流。

因此，接地开关将连续承载上述工况下电容性电流和电感性电流，选择的设备必选满足要求。

影响感应电流和感应电压的主要因素有运行线路的运行电压、负荷电流、平行线路长度及占比、相间及回路间距离、导线高度、线路的换位情况、线路上高压并联电抗器容量等。就其根本来说，感应电流和感应电压主要源自同塔两回线路几何位置的不对称。线路经过全换位后可以最大限度地减少这种不对称，但不可能绝对地消除。因此，即使输电线路三相电气量（电压和电流）完全对称，也会因运行线路三相导线上的电压、电流通过不对称的电容、电感耦合，在停运线路相导线上产生感应电压和感应电流。

精确计算运行线路对停运线路产生的感应电压、感应电流十分复杂，目前主要借助计算机辅助完成，在应用计算机计算时，停运线路接地开关需要考虑以下三种操作方式。

（1）线路两端接地：对应的感应电流主要为电磁耦合的感性电流。

（2）线路一端接地，另一端不接地：对应的感应电流主要为静电耦合的容性电流，不接地端的感应电压为电磁耦合的感性电压。

（3）线路两端均不接地：对应的感应电压主要为静电耦合的容性电压。

关于接地开关开合感应电流和感应电压，GB 1985—2014《高压交流隔离开关和接地开关》和 GB/T 24837—2018《1100kV 高压交流隔离开关和接地开关》中有相关规定，详见表 12-4。

表 12-4　接地开关额定电流和电压标准值

| 额定电压（kV） | 接地开关类别 | 电磁耦合 | | 静电耦合 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 额定感应电流（有效值，A） | 额定感应电压（有效值，kV） | 额定感应电流（有效值，A） | 额定感应电压（有效值，kV） |
| 1100 | A | 80 | 2 | 3 | 12 |
| | B | 360 | 30 | 50 | 180 |
| 800 | A | 80 | 2 | 3 | 12 |
| | B | 200 | 25 | 25/50 | 32 |
| 550 | A | 80 | 2 | 2 | 8 |
| | B | 200 | 25 | 25/50 | 25/50 |
| 363 | A | 80 | 2 | 1.25 | 5 |
| | B | 200 | 22 | 18 | 22 |
| 252 | A | 80 | 1.4 | 1.25 | 5 |
| | B | 160 | 15 | 10 | 15 |

表 12-3 中 A 类开关适用于弱耦合的平行线路，B 类开关适用于强耦合的平行线路，在某些情况下，感应电流和感应电压可能高于表 12-4 中给定的标准值，其线路接地开关的额定值应由制造厂和用户协商确定。

### 二、主要影响因素

同塔并架的双回线路的感应电压和感应电流示意如图 12-30 所示。为了便于分析，忽略运行线路的对地电容和相间电容、线路的电阻和电导，线路参数采用集中参数，根据图 12-30 所示，Ⅰ回线路处于运行状态，Ⅱ回线路处于检修状态，S1 和 S2 为停运线路 a 相两侧的接地开关。接地开关的闭合和断开可能会产生以下下列三种工况。

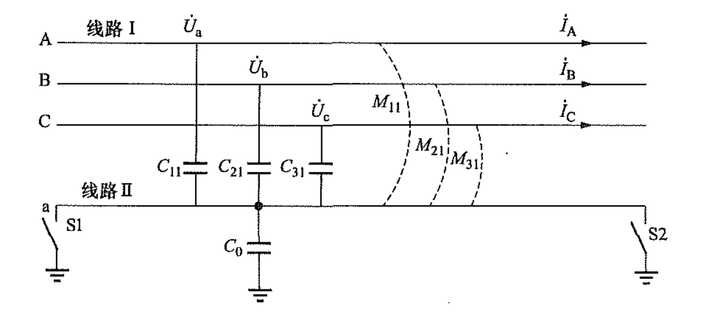



图 12-30　感应电压和感应电流示意图

$C_{11}$、$C_{21}$、$C_{31}$—运行线路三相对停运线路 a 相的互电容；$M_{11}$、$M_{21}$、$M_{31}$—运行线路三相对停运线路 a 相的互感；$C_0$—停运线路 a 相的对地电容；$\dot{U}_A$、$\dot{U}_B$、$\dot{U}_C$—运行线路各相电压；$\dot{I}_A$、$\dot{I}_B$、$\dot{I}_C$—运行线路各相电流

（1）S1 和 S2 都处于接地状态。这时 a 相导线与大地构成一个回路，在电磁感应的作用下回路将产生感性的感应电流；操作任一侧的接地开关都将断开感性电流。

电磁感应分量对感性感应电流的大小起决定性作用，可用下式表示

$$\dot{I}_{\mathrm{L}}=\frac{M_{11}\dot{I}_{\mathrm{A}}+M_{21}\dot{I}_{\mathrm{B}}+M_{31}\dot{I}_{\mathrm{C}}}{L} \tag{12-47}$$

式中　$\dot{I}_{\mathrm{L}}$——感应电流，A；

$L$——线路自感，H；

$M_{11}$、$M_{21}$、$M_{31}$——互感，H。

由式（12-47）可知，感性电流的电磁感应分量与回路间互感、输送功率（电流）成正比，与检修回路的自感成反比；同时由于互感 $M$ 和自感 $L$ 均与线路的长度成正比，由此可知感性电流的电磁感应分量大小与线路长度无关。

（2）S1 和 S2 都处于断开状态。这时运行线路三相通过对停电线路 a 相的电容、a 相对地电容，与大地形成回路，在 a 相上产生容性感应电压，这使两端的接地开关均承受容性感应电压。

静电分量在容性感应电压的大小上起决定性作用，静电分量的大小可表示为

$$\dot{U}_{\mathrm{a}}=\frac{\dot{U}_{\mathrm{A}}C_{11}+\dot{U}_{\mathrm{B}}C_{21}+\dot{U}_{\mathrm{C}}C_{31}}{C_{11}+C_{21}+C_{31}+C_{0}} \tag{12-48}$$

由式（12-48）可知，容性感应电压的大小与线路间电容和检修线路对地电容之比有关，与运行线路的相电压成正比，与线路的输送功率大小无关；由于相间电容和相对地电容都与线路长度成正比，因此容性电压的大小也与线路长度无关。

（3）S1 处于接地状态，S2 处于断开状态，则 S1 流过容性电流，S2 上承受感性电压。此时，电磁分量同样对感性感应电压的大小起决定性作用，感性电压的电磁分量可表示为

$$\dot{U}_{\mathrm{L}}=\mathrm{j}\omega(M_{11}\dot{I}_{\mathrm{A}}+M_{21}\dot{I}_{\mathrm{B}}+M_{31}\dot{I}_{\mathrm{C}}) \tag{12-49}$$

由式（12-49）可知，电磁分量与线路间互感、运行线路的功率成正比，与电压无关；由于互感 $M$ 与线路长度成正比，因此感性电压也与线路长度成正比。

容性感应电流的静电分量可表示为

$$\dot{I}_{\mathrm{C}}=\mathrm{j}\omega(C_{11}\dot{U}_{\mathrm{A}}+C_{21}\dot{U}_{\mathrm{B}}+C_{31}\dot{U}_{\mathrm{C}}) \tag{12-50}$$

由式（12-50）可知，容性感应电流的静电分量与线路间电容、线路电压成正比，与线路输送的功率无关；由于相间电容与线路长度成正比，因此容性感应电流的大小与线路长度成正比。

当超高压及特高压线路长度较长时，为了抑制工频过电压和限制操作过电压的幅值，一般需要在线路上安装高压并联电抗器。检修线路的高压并联电抗器，对检修线路的对地电容起到了一定的补偿作用，使得其对地电容 $C_0$ 减小，因此也对检修线路的感应电压和感应电流产生了不同程度的影响。

因为容性感应电流与检修线路的对地电容无关，因此高压并联电抗器对容性电流的影响很小，而由电磁分量决定的感性电压和感性电流也与 $C_0$ 无关，因此高压并联电抗器对它们的影响也不大。由于 $C_0$ 减小将导致容性电压增大，装设高压并联电抗器后的容性感应电压为

$$\dot{U}_{\mathrm{a}}=\frac{\dot{U}_{\mathrm{A}}C_{11}+\dot{U}_{\mathrm{B}}C_{21}+\dot{U}_{\mathrm{C}}C_{31}}{C_{11}+C_{21}+C_{31}+C_{0}-\dfrac{1}{\omega^{2}L_{1}}} \tag{12-51}$$

式（12-51）中，$L_1=L_0+3L_n$，$L_0$、$L_n$ 分别为高压并联电抗器的电感值和中性点小电抗所对应的电感值。由式（12-51）可知，高压并联电抗器容量越大，检修线路上产生的容性感应电压越高；中性点小电抗值越小，容性感应电压越高。但要注意的是，小电抗的选取主要还是依据抑制线路工频谐振过电压和限制潜供电流的效果。

另外，为了解决线路走廊紧张问题，部分线路采用同塔架设，其余部分采用单回路架设的建设方式。随着非同塔架设线路长度比例增加，使线路间互电容和互感减小，容性感应电压和感性感应电流均呈减小态势。非同塔架设的线路长度变化与单端接地时的感应电压和感应电流无关，而与同塔部分的线路长度有关。

# 第六节　同步电机自励磁

## 一、自励磁类型

当同步电机带有电容性负荷时，例如空载线路，如果参数配合不当，就可能引起参数谐振现象，产生参数谐振过电压，此时同步电机的端电压是自发建立的，而不与同步电机的励磁电流相对应，称为同步电机的自励磁或自励（或发电机自励磁），因此同步电机自励磁现象实质上是一种参数谐振过电压。如图 12-31 所示，在由电感 $L$、电容 $C$ 和电阻 $R$ 串联，但没有电动势的回路中，当 $L$（或 $C$）做周期性的变化时，电流可能无限增大。发生自励磁时，系统产生的过电压将威胁设备的绝缘或者损坏避雷器，甚至使系统不能并网。

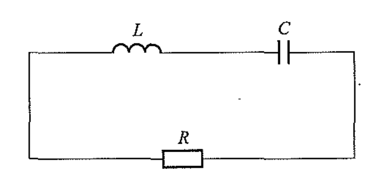



图 12-31　RLC 串联回路示意图

无励磁的同步发电机和接在定子电路中的电容连接在一起，如图12-32所示，其本质和图12-31相同，定子相绕组电感呈周期性变化，变化频率是电机同步频率的两倍。发生自励磁时，定子中出现的电流在电机中产生电磁转矩。这种电磁转矩是在电流谐振条件下产生的，和同步电机正常励磁所产生的电磁转矩没有任何关系。自励磁时产生的电磁功率与定子回路中的电阻损耗相等，则电流的振幅不变。这种稳定的电流振荡过程对应于自励磁的边界。如电磁功率小于电阻损耗，则自励磁过程是衰减的；反之，如电磁功率大于电阻损耗，则自励磁过程是发展的。由于电机磁路的饱和，定子电流不可能无限制增大，实际上，自励磁发展到一定限度即停止。同步电机的剩磁电压就足以使定子回路产生初始电流。自励磁电流本质是自由电流，其产生条件只与电路参数有关而与电机电路的外加电压无关。在研究自励磁产生条件时，可认为外加电压等于零。

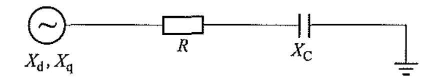



图12-32　同步发电机自励磁接线图
$R$—等值电阻；$X_C$—等值容抗

自励磁时的电流振荡具有一定频率，该频率与电机参数和接在定子回路中的电容有关。自励磁时定子的三相电流产生旋转磁场，该磁场或以同步转速旋转，即对转子相对静止；或以某转速对转子移动。前一情况在自励磁时可能只产生反应转矩的同步电磁转矩；后一情况只产生异步电磁转矩。这两种自励磁分别称为同步自励磁和异步自励磁。同步电机自励磁所需要的能量是由原动机提供的。

1. 同步自励磁

同步自励磁靠反应转矩产生能量。众所周知，反应转矩只有在电机的 d 轴和 q 轴阻抗不等时才会产生。关于电机两轴阻抗不等，需注意到下述情况。如转子绕组开路，当定子电流磁场轴线不与 d 轴、q 轴重合时，气隙中磁力束管变形，产生切向力，因而产生反应电磁转矩。如励磁绕组短接而其电阻 $R_1$ 等于零，在定子直轴电流 $i_d$ 任意微小变化下，且变化为任意速度时，励磁绕组内将产生相应的电流，定子直轴电抗等于 $x_d'$。在这种情况下，电机的 d 轴、q 轴电抗不相等 $(x_d' \neq x_q)$，也会产生反应电磁转矩。此时两轴电抗不等并不是因为转子磁路不对称，而是因为 d 轴上有短路的绕组存在。

产生反应转矩的上述两种情况的特点是：由于电流 $i_d$、$i_q$ 的变化速度不影响电机 d 轴、q 轴的参数，所以在定子磁链为恒定的情况下，后一种自励磁也可能存在。因此在这种电磁转矩下的自励磁可能是稳定的（自励磁边界），在它随时间发展的过程中，它的发展速度是不大的，这种同步自励磁称为反应同步自励磁。

实际上，励磁绕组对自由电流来说是短接的（经过励磁机），但具有一定的电阻。当电阻 $R_1$ 不大时，只要直轴电流 $i_d$ 以足够大的速度随时间变化，则定子直轴电抗实际上为 $x_d'$。在极端情况下，当电流 $i_d$ 变化速度趋近于零时，定子直轴电抗将趋近于同步电抗 $x_d$。所以在电阻 $R_1$ 为有限值，参数 $x_d'$ 和 $x_q$ 不相等的情况下，也可能发生反应转矩，但必须在电流 $i_d$、$i_q$ 随时间变化的一定条件下，也就是说在定子磁链不断增大的情况下，才会发生。因此由参数 $x_d'$ 和 $x_q$ 决定的同步自励磁只有增长的特性，这种同步自励磁称为推斥同步自励磁。

实际上，反应同步自励磁只可能在具有不同阻抗 $X_d$ 和 $X_q$ 的凸极机内发生。在具有超导体的励磁绕组的电机中（$R_1$=0），反应同步自励磁也可能在隐极机内发生。推斥同步自励磁在凸极机和隐极机中都可能发生。因为在同步自励磁时，定子磁场以同步速度旋转，所以在定子内只能有同步频率的电流流通。图12-33表示电机同步自励磁时定子电流的变化特性，显然同步电机定子端电压也同样变化。

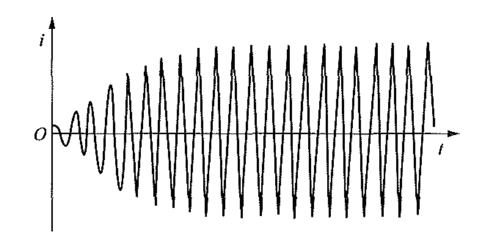



图12-33　电机同步自励磁时定子电流的变化特征

2. 异步自励磁

异步自励磁的特点是气隙磁场与转子非同步旋转，气隙磁场对转子相对速度为 $s\omega$，$\omega$ 为转子速度，$s$ 为滑差。当磁场转速大于转子转速时，$s$ 取正值。当 $s\omega \neq 0$ 时，转子绕组中感应产生滑差频率 $s\omega$ 的电动势和电流。

如果转子上 d 轴、q 轴绕组不对称，则转子电流产生的磁场可用两个在相反方向上旋转的磁场来代替。这两个旋转磁场对转子的相对转速为 $\pm s\omega$，对定子的相对转速为 $(1\pm s)\omega$。因此在异步自励磁时，在一般情况下，定子绕组内有 $(1+s)\omega$ 和 $(1-s)\omega$ 两种频率、幅值不等的电流流过，把这两个不同频率的电流叠加，就得出了定子电流的变化特征，如图12-34所示。

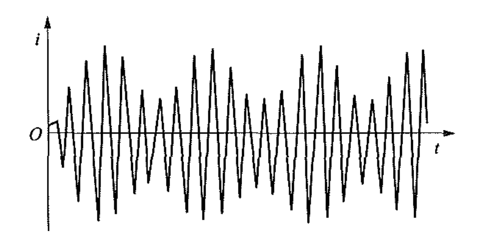



图 12-34　不对称转子的电机自励磁时定子电流的变化特征

当转子上有对称的绕组时(如异步电机的转子)，相对转子转速为 $s_{\omega}$的旋转磁场是由转子内的一组对称电流产生的，需要指出的是，转子转速必须比磁场的转速高(异步发电机)，只有在这种条件下才能产生能量。因此异步自励磁只能在 $s<0$ 的情况下发生。转子对称的电机异步自励磁时，在定子中只有一种频率为 $(1+s)\omega$的电流流过。定子电流的变化特征与图 12-33 所示相似。

## 二、自励磁边界

在系统设计中一般只研究同步电机在什么条件下可能会发生自励磁，而不研究自励磁随时间发展的过程，也就是求出对应于自励磁过程开始（自励磁边界）时系统参数间的关系。电机转速不大的变化对于自励磁的条件没有明显的影响，因此自励磁条件是在电机转子以同步速度旋转的假定条件下求出的。

决定自励磁边界的一般方法在于研究对应于电机回路电压特征方程式的根。如特征方程所有复根的实部和实根都为负值，则不会发生自励磁。有实根或复根的实部转变为零的情况，则对应于自励磁的边界。可用霍尔维茨判据确定特征方程式全部复根实部和实根都为负值的条件。上述确定自励磁边界的方法其实就是研究静态稳定的一般方法。

现以图 12-32 所示接线图研究自励磁发生的条件。假设发电机励磁电压等于零，励磁绕组短接，转速恒定且等于额定值，即$\omega=1$。

如不计及发电机的阻尼绕组，即假设发电机转子只有一个励磁绕组，则判别自励磁的特征方程为 5 阶，一般形式为

$$a_0p^5+a_1p^4+a_2p^3+a_3p^2+a_4p+a_5=0 \qquad (12\text{-}52)$$

式中　$a_0=x_d'x_q$；

$a_1=(x_d'+x_q)R+x_dx_q\rho_1$；

$a_2=2x_d'x_q+(x_d'+x_q)x_c+(x_d+x_q)R\rho_1+R^2$；

$a_3=(2x_c+x_d'+x_q)R+[2x_dx_q+(x_d+x_q)x_c]\rho_1+R^2\rho_1$；

$a_4=(x_d'-x_c)(x_q-x_c)+(2x_c+x_d+x_q)R\rho_1+R^2$；

$a_5=[(x_d-x_c)(x_q-x_c)+R^2]\rho_1$；

$\rho_1=R_1/x_1$。

上述研究系统稳定的条件除特征根方程各个系数大于零以外，还要求各个判别行列式$\Delta_5$、$\Delta_4$、$\Delta_3$、$\Delta_2$、$\Delta_1$均大于零。对于5阶特征方程，这些判别行列式为

$$\Delta_5=\begin{bmatrix} a_1 & a_0 & 0 & 0 & 0\\ a_3 & a_2 & a_1 & a_0 & 0\\ a_5 & a_4 & a_3 & a_2 & a_1\\ 0 & 0 & a_5 & a_4 & a_3\\ 0 & 0 & 0 & 0 & a_5 \end{bmatrix}>0 \qquad (12\text{-}53)$$

$$\Delta_4=\begin{bmatrix} a_1 & a_0 & 0 & 0\\ a_3 & a_2 & a_1 & a_0\\ a_5 & a_4 & a_3 & a_2\\ 0 & 0 & a_5 & a_4 \end{bmatrix}>0 \qquad (12\text{-}54)$$

$$\vdots$$

$$\Delta_1=a_1>0 \qquad (12\text{-}55)$$

由式（12-53），可得$\Delta_5=a_5\Delta_4>0$，即判别条件$\Delta_5>0$ 可用 $a_5>0$ 和$\Delta_4>0$ 两个条件代替。

（1）判别条件 $a_5>0$。当常数 $a_5<0$ 时，特征方程出现正实根，各变量 $i_d$、$i_q$ 等自发单调增长，系统不稳定，发生自励磁。电流 $i_d$、$i_q$ 单调增长还表示电流综合相量与转子是同步的，所以这种不稳定现象称为同步自励磁。

同步自励磁的边界条件为 $a_5=0$，即

$$(x_d-x_C)(x_q-x_C)+R^2=0 \qquad (12\text{-}56)$$

或写成

$$\left(x_C-\frac{x_d+x_q}{2}\right)^2+R^2=\left(\frac{x_d-x_q}{2}\right)^2 \qquad (12\text{-}57)$$

用图形表示即为图 12-35 中的半圆 $m$，其圆心坐标为 $\left(0,\frac{x_d+x_q}{2}\right)$，半径为 $\frac{x_d-x_q}{2}$，半圆内的阴影部分 I 是不稳定区。从系统各个元件的参数关系来说，当代表输电系统参数的点($R$，$X_C$)落于半圆 $m$ 内时，系统发生同步自励磁，这是由发电机功率输出时 d 轴与 q 轴的同步电抗 $X_d$ 与 $X_q$ 不相等引起的，故也称为反应同步自励磁。以上讨论的半圆 $m$ 内对应不稳定条件 $a_5<0$。

（2）判别条件$\Delta_4>0$。

1）$\rho_1=0$ 时。若 $\rho_1=\frac{R_1}{X_1}=0$，即励磁绕组的电阻 $R_1$ 等于零或励磁绕组为超导体，这时特征方程式(12-52）的系数 $a_5=0$，于是特征方程减为 4 阶，$a_4$ 为常数项。由式（12-54）得出$\Delta_4=a_4\Delta_3>0$，则判别条件可用 $a_4>0$ 和$\Delta_3>0$ 两个条件替代。对于 $a_4>0$ 这一条件，如 $a_4<0$，特征方程出现正实根，各变量 $i_d$、$i_q$ 等自发单调增长，系统不稳定，发生自励磁，这也是一种同步自励磁，但此时发电机定子 d 轴的电抗不再是

$X_d$，而是暂态电抗 $x_d'$，故同步自励磁是由 q 轴的 $X_q$ 与 d 轴的 $x_d'$ 不相等引起的，即为推斥同步自励磁。需要注意，若$\rho_1$=0 的条件成立，定子 d 轴电抗恒等于 $x_d'$，则图 12-35 中的半圆 *m* 不存在。推斥同步自励磁的边界条件为 $a_4$= 0，且$\rho_1$=0，其方程式为

$$(x_d'-x_C)(x_q-x_C)+R^2=0 \quad (12\text{-}58)$$

或

$$\left(x_C-\frac{x_q+x_d'}{2}\right)^2+R^2=\left(\frac{x_q-x_d'}{2}\right)^2 \quad (12\text{-}59)$$

用图形表示即为图 12-35 中的半圆 *n*，半圆 *n* 内是不稳定区。

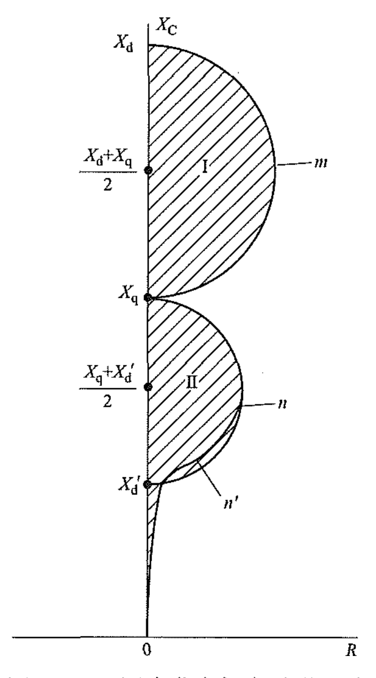



图 12-35　同步发电机自励磁区域

2）$\rho_1$≠0 时。即励磁绕组电阻 $R_1$ 不等于零。研究工作（包括对其他不稳定条件的研究）表明，在纵坐标 $X_q$ 以下部分的稳定边界为图 12-35 中的曲线 *n*′。曲线 *n*′内的阴影部分 II 是不稳定区。曲线 *n*′的上半部分较半圆 *n* 略向下，下半部分延伸到坐标原点。在曲线 *n*′内，系统不稳定有两种可能形式：当输电系统参数 *R*、$X_C$ 使特征方程出现正实根时，系统发生推斥同步自励磁；当输电系统参数 *R*、$X_C$ 使特征方程出现一对正实部复根时，变量 $i_d$、$i_q$ 等以增幅振荡的形式出现。电流综合相量与转子异步，其转速小于同步速，系统发生异步自励磁，而发电机向系统输出异步功率。

由于未计及磁路的饱和，图 12-32 的研究系统是线性的，当系统不稳定而发生自励磁时，所有变量将无限增长。如研究时需要计及发电机的阻尼绕组，则特征方程的阶数将增高，仍可用上述方法进行分析研究。

## 三、自励磁工程判断方法

发电厂单机带空载长线路运行时可能会产生自励磁，并造成严重的后果，DL/T 5429—2009《电力系统设计技术规程》提供了不发生自励磁的判断方法，即

$$W_H > Q_C X_d^* \quad (12\text{-}60)$$

式中　$W_H$——发电机额定容量，MV・A；

$Q_C$——线路充电功率，Mvar；

$X_d^*$——发电机等值同步电抗（含升压变压器，以发电机容量为基准）标幺值。

当发电机容量小于式（12-60）值时，可采取以下措施：

（1）避免单机带空载长线；

（2）装设高压并联电抗器，使发电机同步电抗 $X_d$ 小于线路的等值容抗 $X_C$（含升压变压器及电抗器），即 $|X_d|<|X_C|$。

# 第十三章

# 其他电力系统专题计算

## 第一节 电力系统谐波

### 一、谐波的产生与危害

国际上公认的对谐波的定义为：“谐波是一个周期电气量的正弦波分量，其频率为基波频率的整倍数。”因此谐波也常称为高次谐波。

（一）谐波的产生

不含谐波时，电网中的电压与电流均工作在正弦稳态，有

$$u(t)=\sqrt{2}U\sin(\omega t+\alpha) \tag{13-1}$$

$$i(t)=\sqrt{2}I\sin(\omega t+\beta) \tag{13-2}$$

式中 $U$——电压有效值，幅值为 $\sqrt{2}U$；

$I$——电流有效值，幅值为 $\sqrt{2}I$；

$\omega$——角频率；

$\alpha$、$\beta$——电压和电流的初始相角。

电网中非线性元件使电压和电流波形产生畸变，不再为正弦波形。可以将非正弦波电压与电流分解为傅立叶级数，即

$$u(t)=\sum_{h=1}^{\infty}\sqrt{2}U_h\sin(h\omega_1 t+\alpha_h) \tag{13-3}$$

$$i(t)=\sum_{h=1}^{\infty}\sqrt{2}I_h\sin(h\omega_1 t+\beta_h) \tag{13-4}$$

式中 $h$——谐波次数；

$U_h$——$h$ 次谐波电压有效值；

$I_h$——$h$ 次谐波电流有效值；

$\omega_1$——（工频）基波角频率；

$\alpha_h$、$\beta_h$——电压和电流 $h$ 次谐波的初始相角。

非正弦波电压与电流的有效值为

$$U=|u(t)|=\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty}U_h^2} \tag{13-5}$$

$$I=|i(t)|=\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty}I_h^2} \tag{13-6}$$

式中 $U$——非正弦波电压有效值；

$I$——非正弦波电流有效值。

对于基波和各次谐波正弦分量来讲，最大值为有效值的 $\sqrt{2}$ 倍，但在它们合成的非正弦波中这种关系不再适用。

在对称的三相非正弦电压或电流中，三相电压的高次谐波为

$$u_{Ah}=\sqrt{2}U_h\sin(h\omega_1 t+\varphi_h) \tag{13-7}$$

$$u_{Bh}=\sqrt{2}U_h\sin(h\omega_1 t+\varphi_h-h\times 120°) \tag{13-8}$$

$$u_{Ch}=\sqrt{2}U_h\sin(h\omega_1 t+\varphi_h+h\times 120°) \tag{13-9}$$

当 $h$=3$k$（$k$ 为任何正整数）时，三相谐波电压有相同的数值和方向，为零序性谐波；当 $h$=3$k$+1 时，三相谐波电压相序都与基波的相序相同，为正序性谐波；当 $h$=3$k$–1 时，三相谐波电压相序都与基波的相序相反，为负序性谐波。

在不对称的三相非正弦电压和电流中，各次谐波相序特性都可能不对称，此时可以用对称分量法将它们分别分解为正、负、零序分量进行分析。

一般用总谐波畸变率来表示非正弦波偏离正弦波的程度，表示为

$$THD_U=\frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty}U_h^2}}{U_1}\times 100\% \tag{13-10}$$

$$THD_I=\frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty}I_h^2}}{I_1}\times 100\% \tag{13-11}$$

式中 $U_1$——基波电压有效值；

$I_1$——基波电流有效值；

$THD_U$——电压总谐波畸变率；

$THD_I$——电流总谐波畸变率。

在工程中常用谐波含有率表示第 $h$ 次谐波正弦波形畸变，即

$$HRU_h=\frac{U_h}{U_1}\times 100\% \tag{13-12}$$

$$HRI_h = \frac{I_h}{I_1} \times 100\% \tag{13-13}$$

（二）电力系统中的主要谐波源

电力系统的主要谐波源按照非线性特性分类主要有下述三类：①以变压器、电抗器等为代表的铁磁饱和型设备；②以换流器、开关电源等为代表的电子开关型设备；③以交流电弧炉、交流电焊机等为代表的电弧型设备。此外，还存在如并联电容器等不直接产生谐波，但可能对谐波产生放大作用，甚至引起谐振的设备。现对上述设备进行简要介绍。

1. 铁磁饱和型设备

电力系统中的铁磁饱和型设备主要包括电力变压器、铁芯型电抗器及电机等，铁芯的非线性磁化特性导致了谐波的产生，如图 13-1 所示。

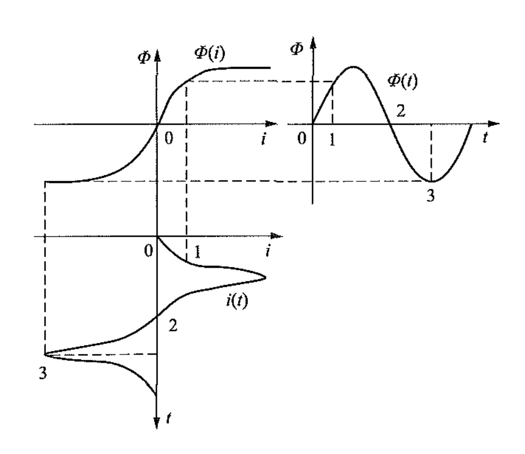



图 13-1 正弦磁通在铁芯中引起的电流畸变

电力变压器的励磁回路在铁芯饱和后呈非线性，即使外部电压为纯正弦波形电流也会发生畸变。变压器产生的谐波电流大小与端电压直接相关，当变压器工作在额定电压附近时，铁芯工作在线性或轻饱和范围，产生的谐波电流较小；当系统电压进一步提高时，铁芯饱和程度加深，产生的谐波电流增大。一般电压提高 8%，高次谐波电流将增加一倍。

不同结构和接线方式的变压器产生的谐波是有区别的。三相芯式变压器及具有三角绕组的变压器，前者没有零序磁路，后者存在零序电流的低阻抗环路，3 次谐波电流都比较小；单相或三相星形联结且中性点接地的变压器则存在大量的 3 次谐波电流。

电力变压器是我国电网中背景谐波的主要来源，尽管单台变压器的谐波电流一般不大，但电网中变压器的总容量很大，且我国电力变压器的设计和使用一般遵循通用设计要求，各电压等级绕组联结组别基本统一，使变压器群的主要谐波电流互相叠加，无法通过变压器的不同接法来有效地减少谐波电流。

表 13-1 列出了变压器空载电流 $I_0$ 的谐波含量，数据表明，3 次和 5 次谐波电流比较大。

**表 13-1 变压器空载电流 $I_0$ 的谐波含量**

| 变压器容量（kVA） | 绕组联结组别及结构 | $\frac{I_0}{I_N}$(%) | $\frac{I_3}{I_0}$(%) | $\frac{I_5}{I_0}$(%) | $\frac{I_7}{I_0}$(%) | 电压（kV） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 180 | Yy、三相芯式 | 1.5～3.5 | 9.8～12 | 10～12 | 3～0.7 | 10/0.4 |
| 320 | Yy、三相芯式 | 1.5～3.5 | 11.7 | 19.3 | 2.0 | 10/0.4 |
| 360000 | Ynd、三相壳式 | 0.6 | 4.2 | 21.3 | 1.0 | 220/35 |
| 120000 | | | 13～54 | 17～19 | 1.2～3.1 | 220/110/35 |

2. 电子开关型设备

电力系统中的电子开关型设备主要包括以直流输电中的整流器与逆变器为代表的多相换流装置和以单相工频电力机车供电系统为代表的单相整流装置。此外，很多家用低压电器中采用的整流电路或电力调节电路也属于此类型。工作时，电子开关按一定规律开闭不同电路，产生了各类谐波电流注入电网。

（1）多相换流装置。三相桥式全波整流电路是典型的多相换流装置，其整流电路图及相关电压波形如图 13-2 所示。在研究整流产生的谐波时，假定系统及整流元件都处于理想的三相对称状态，在这种条件下产生的谐波称为特征谐波，其谐波次数 $h$ 与脉冲数之间的关系为

$$h = mp \pm 1 \tag{13-14}$$

式中 $m$——正整数；

$h$——特征谐波的谐波次数；

$p$——脉冲数。

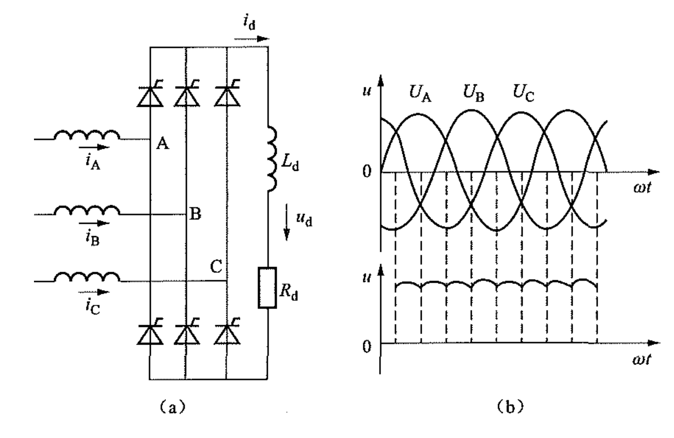



图 13-2 三相桥式全波整流电路图及相关电压波形
（a）三相桥式全波整流电路图；（b）电源电压与整流电压

非正弦波用傅立叶级数展开后，在满足允许误差的前提下，提取有限项数后，其高次谐波幅值可近似估算如下。

1）接近方波的非正弦波，例如直流输电，各次谐

波电流与基波电流的幅值关系为

$$I_h=\frac{1}{h}I_1 \tag{13-15}$$

2）接近三角波形的非正弦波，根据推导，各次谐波电流与基波电流的幅值关系为

$$I_h=\frac{1}{h^2}I_1 \tag{13-16}$$

（2）单相整流装置。电气化铁路由于牵引力大、能源消耗小，目前已在世界各国得到了广泛应用。因此，单相工频电力机车的牵引负荷成了单相整流装置中影响最为严重的谐波来源。

电力机车采用两相全波整流电路供电，脉冲数 $p=4$，由式（13-14）可知其特征谐波次数主要为3、5、7、9次等，一般3次谐波电流最大。表13-2中列出了我国韶山-1型和韶山-3型电力机车各次谐波含有率的实测值，可供设计参考。需要注意的是，在韶山-3型电力机车谐波含有率的实测结果中，数据大者为轻载测试结果，数据小者为满载测试结果，尽管轻载时谐波电流含有率比满载时高，但绝对值仍是满载时大，因此在计算电力机车产生的谐波在电网中的分布时，应采用机车满载时的测量数据。

**表13-2　电力机车各次谐波含有率实测值　（%）**

| 机车类型 | 谐波次数 $h$ | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 3 | 5 | 7 | 9 | 11 | 13 | 15 | DFI |
| 韶山-1型 | 100 | 20 | 10.5 | 6 | 3.5 | 2.5 | 1.8 | 1.5 | 23.88 |
| 韶山-3型 | 100 | 20～25.7 | 10～13.7 | 5～8.7 | | | | | |

（3）家用电器。家用电器中常含有电子开关型非线性元件，产生谐波电流从低压系统馈入电网。尽管单独的家用电器容量不大，但由于其数量众多，分布范围广，产生的谐波污染已不可忽视。

3．电弧型设备

交流电弧炉是电弧型设备的代表，一般通过电炉变压器三相供电，利用电流电弧所产生的热量来进行冶炼。电弧炉的冶炼过程按照填料状态的变化一般可分为熔化期和精炼期两个阶段，熔化期炉内填料大多尚未熔化而呈块状固体，电弧阻抗不稳定，负荷不平衡，电极间可能形成金属性短路，导致电弧电流幅值高，畸变和波动严重，从而产生大量谐波；进入精炼阶段后，电弧电流比较稳定，畸变和波动较小，一般单次谐波电流不超过基波电流的2%～3%，并且3次谐波与5次谐波电流较大。

经过实测分析，电弧炉的谐波成分中2、3、4、5次谐波含量较大，并且谐波幅值上下波动明显。

4．电容器

电容器不直接产生谐波，但若配置不当将放大电网中已有的谐波，情况严重时还可能产生某次谐波的并联谐振，形成危险的谐振过电压危及设备安全。因此往往采用电容器组配置串联电抗器的办法来避免上述情况的发生。GB 50227—2008《并联电容器装置设计规范》规定："用于抑制谐波时，电抗率应根据并联电容器装置接入电网处的背景谐波含量的测量值选择。当谐波为5次及以上时，电抗率宜取4.5%～5.0%；当谐波次数为3次及以上时，电抗率宜取12.0%，也可采用4.5%～5.0%与12.0%两种电抗率混装方式。"

可根据表13-3判断电容器组是否能发生谐波电流放大或产生并联谐振，以采取对策，表中序号3～5为谐波电流放大情况，其中对于序号3中的情况是电容器侧谐波放大、注入电网的谐波减小，这种情况应当核算电容器电流是否超标准。GB/T 11024.1—2010《标称电压1000V以上交流电力系统用并联电容器　第1部分：总则》中规定："电容器单元应适于在电流方均根值为1.3倍该单元在额定正弦电压和额定频率下产生的电流下连续运行。"若按电容器在最高电压下运行，工频电流 $I$ 为1.1倍额定电流 $I_N$，则允许的谐波电流有效值为

$$\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty}I_h^2}=\sqrt{(1.3I_N)^2-(1.1I_N)^2}\approx 0.7I_N \tag{13-17}$$

**（三）谐波在电网中产生的危害及其允许值**

谐波能够对电网中的设备造成各种危害，降低电能生产、传输和利用效率，使电气设备负荷加重，导致设备过热而减少使用寿命，具体如下：

**表13-3　电容器组发生谐波电流放大或产生并联谐振判断表**

| 序号 | 状态 | 谐波等效电路图及谐波电流分布图 | 参数条件 | 备　注 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 正常 | $i_h$；$i_h$；$hX_s$；$i_{sh}$；$i_{Ch}$；$\frac{X_C}{h}$；$hX_L$ | 感性<br>$hX_L-\frac{X_C}{h}>0$ | 网内电容器组应具备的情况 |

续表

| 序号 | 状态 | | 谐波等效电路图及谐波电流分布图 | 参数条件 | 备　　注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 串联谐振 | | | $hX_L-\frac{X_C}{h}=0$ | 滤波器情况，串联谐振频率 $h=\sqrt{\frac{X_C}{X_L}}$ 对于该次谐波电抗为 0，吸收该次谐波电流 |
| 3 | 谐波电流放大 | 电容器侧 | | 容性 $-\frac{1}{2}<\frac{hX_L-\frac{X_C}{h}}{hX_s}\leqslant 0$ | 应该核算电容器是否过负荷，总谐波电流有效值不大于 0.7 倍工频额定电流，可长期运行 |
| 4 | | 并联谐振 | | 容性 $-2<\frac{hX_L-\frac{X_C}{h}}{hX_s}\leqslant -\frac{1}{2}$ | 应消除的情况，应改变串联电抗参数。若计算谐振电流，应计及系统电阻 |
| 5 | | 电源侧 | | $\frac{hX_L-\frac{X_C}{h}}{hX_s}<-2$ | 应消除的情况，应改变串联电抗参数 |

注　1. $hX_S$ 为系统等效谐波阻抗。

2. $\frac{X_C}{h}$ 与 $hX_L$ 分别为并联电容器和串联电抗器的谐波电抗。

（1）谐波电流在旋转电机的绕组中流动引起附加损耗和发热，有时还会产生机械振动、噪声和谐波过电压。

（2）谐波电流在变压器的绕组中流动会引起铜损耗和铁芯损耗增加，导致发热量增大。对于全星形接线变压器，若其有绕组中性点接地，且该侧电网中分布电容较大或装有中性点接地的并联电容器组时，可能构成接近于 3 次谐波谐振的条件，进一步增大变压器损耗与发热，严重影响变压器的可靠性。

（3）电缆分布电容对谐波电流有放大作用，低谷负荷电网电压上升时谐波电压的升高可引起电缆浸渍绝缘局部放电以及介质损耗和温升增大，导致设备损坏。

（4）超高压长距离输电线路常使用自动重合闸来提高系统稳定性。较大的高次谐波电流（数十安培或更大）会显著延缓潜供电流的熄灭，导致单相重合闸失败或无法采用快速单相重合闸。

（5）高次谐波含量较高的电流，由于波形畸变严重使过零点处的 $\frac{di}{dt}$ 较大，降低了断路器的遮断能力。

（6）当换流装置的容量达到电网短路容量的 1/3～1/2 或以上时，或电网参数配合易导致较低次谐波谐振时，交流电网电压畸变可能引起常规控制角的触发脉冲间隔不等，并通过正反馈而放大系统的电压畸变，使整流器工作不稳定，逆变器可能发生连续的换相失败而无法工作。

（7）谐波电流会引起电容器端电压有效值升高，使电容器发热，出现电击穿和外壳膨胀，影响电容器寿命。此外，谐波电压还会引起极板弹性振动，一旦引起机械谐振，就会影响电容器介质寿命和电容器绝缘寿命。

（8）谐波电流会导致部分低压用电设备过热，降低绝缘寿命。

（9）谐波电流可能导致继电器误动作。

（10）谐波会对通信线路造成干扰。

在 GB/T 14549—1993《电能质量　公用电网谐波》

中，对允许的公用电网中电压的正弦波形畸变率和用户注入电网连接点的各种谐波电流均进行了限制，分别见表 13-4 和表 13-5。标称电压为 220kV 的公用电网可参照 110kV 执行，基准短路容量取 2000MV·A。

**表 13-4　公用电网谐波电压限值（相电压）**

| 电网标称电压（kV） | 电压总谐波畸变率（%） | 各次谐波电压含有率（%） | |
|---|---|---|---|
| | | 奇次 | 偶次 |
| 0.38 | 5.0 | 4.0 | 2.0 |
| 6 | 4.0 | 3.2 | 1.6 |
| 10 | | | |
| 35 | 3.0 | 2.4 | 1.2 |
| 66 | | | |
| 110 | 2.0 | 1.6 | 0.8 |

**表 13-5　注入公共连接点的谐波电流允许值**

| 标准电压（kV） | 基准短路容量（MVA） | 谐波次数及谐波电流允许值（A） | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 0.38 | 10 | 78 | 62 | 39 | 62 | 26 | 44 | 19 | 21 |
| 6 | 100 | 43 | 34 | 21 | 34 | 14 | 24 | 11 | 11 |
| 10 | 100 | 26 | 20 | 13 | 20 | 8.5 | 15 | 6.4 | 6.8 |
| 35 | 250 | 15 | 12 | 7.7 | 12 | 5.1 | 8.8 | 3.8 | 4.1 |
| 66 | 500 | 16 | 13 | 8.1 | 13 | 5.1 | 9.3 | 4.1 | 4.3 |
| 110 | 750 | 12 | 9.6 | 6.0 | 9.6 | 4.0 | 6.8 | 3.0 | 3.2 |
| 标准电压（kV） | 基准短路容量（MVA） | 谐波次数及谐波电流允许值（A） | | | | | | | |
| | | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 0.38 | 10 | 16 | 28 | 13 | 24 | 11 | 12 | 9.7 | 18 |
| 6 | 100 | 8.5 | 16 | 7.1 | 13 | 6.1 | 6.8 | 5.3 | 10 |
| 10 | 100 | 5.1 | 9.3 | 4.3 | 7.9 | 3.7 | 4.1 | 3.2 | 6.0 |
| 35 | 250 | 3.1 | 5.6 | 2.6 | 4.7 | 2.2 | 2.5 | 1.9 | 3.6 |
| 66 | 500 | 3.3 | 5.9 | 2.7 | 5.0 | 2.3 | 2.6 | 2.0 | 3.8 |
| 110 | 750 | 2.4 | 4.3 | 2.0 | 3.7 | 1.7 | 1.9 | 1.5 | 2.8 |
| 标准电压（kV） | 基准短路容量（MVA） | 谐波次数及谐波电流允许值（A） | | | | | | | |
| | | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| 0.38 | 10 | 8.6 | 16 | 7.8 | 8.9 | 7.1 | 14 | 6.5 | 12 |
| 6 | 100 | 4.7 | 9.0 | 4.3 | 4.9 | 3.9 | 7.4 | 3.6 | 6.8 |
| 10 | 100 | 2.8 | 5.4 | 2.6 | 2.9 | 2.3 | 4.5 | 2.1 | 4.1 |
| 35 | 250 | 1.7 | 3.2 | 1.5 | 1.8 | 1.4 | 2.7 | 1.3 | 2.5 |
| 66 | 500 | 1.8 | 3.4 | 1.6 | 1.9 | 1.5 | 2.8 | 1.4 | 2.6 |
| 110 | 750 | 1.3 | 2.5 | 1.2 | 1.4 | 1.1 | 2.1 | 1.0 | 1.9 |

电压总谐波畸变率的计算方法见式（13-10）。对于低压网络，当已知电网最小运行方式下用户接入点的短路容量时，也可按下式粗略估算正弦波形畸变率，即

$$THD_U = \frac{\sqrt{3}U_N h I_h}{10S_k} \times 100\% \qquad (13\text{-}18)$$

式中　$U_N$——电网额定线电压，kV；

$S_k$——电网连接点的三相短路容量，MV·A；

$I_h$——第 $h$ 次谐波相电流有效值，A。

式（13-18）估算正弦波形畸变率的方法并未考虑系统中电容补偿元件以及其他负荷分流的因素，在谐波源附近有电容补偿的情况，直接用三相短路容量计算会产生很大误差，此时应将电容器分开来分析讨论。

表 13-5 规定的用户注入电网谐波电流允许值，是以表中对应的基准短路容量为基础进行计算的，当电网公共连接点最小短路容量与表 13-5 中数值不同时，应结合式（13-19）利用实际数据进行修正。

$$I_{h1} = I_h \frac{S_{k1}}{S_k}(\%) \qquad (13\text{-}19)$$

式中　$I_{h1}$——修正后的 $h$ 次谐波电流允许值，A；

$S_{k1}$——公共连接点最小短路容量，MV·A；

$I_h$——表 13-6 中 $h$ 次谐波电流允许值，A；

$S_k$——表 13-6 中的基准短路容量，MV·A。

目前，我国制定的电网电压正弦波形畸变率极限值都是稳态的，对于持续时间短暂的谐波都没有规定。有些国家对谐波持续时间少于 2s，间隔时间大于 30s 的谐波畸变率允许值规定为稳态值的 2 倍，该数据也可供设计时参考。

## 二、测量与计算

### （一）测量谐波的方法

电力系统中的谐波问题较为复杂，以目前所采用的数学计算方法尚无法进行准确的分析，因此多采用实际的测量数据作为支撑性依据甚至是边界条件，这也对谐波测量的方法和设备提出了较高的要求。

GB/T 14549—1993《电能质量　公用电网谐波》中要求，谐波的测量应选择功能及准确度符合标准要求的仪器，在电网正常供电时可能出现的最小运行方式，且应在谐波源工作周期中产生的谐波量大的时段内进行。但如果测量点附近安装有电容器组时，则应该在电容器组的各种运行方式下进行测量。

### （二）谐波潮流计算

1. 电力系统各元件的谐波模型及参数

根据理论推导及有关文件，系统中各元件谐波参数计算见表 13-6，其中变压器的励磁支路忽略不计，在比较粗略的计算中，变压器的谐波电阻也可忽略不计。

表 13-6　系统中各元件谐波参数计算

| 系统元件 | 谐波参数 | 参数含义 |
|---|---|---|
| 发电机 | $X_{Gh}=hX_G$ | $X_{Gh}$—发电机 $h$ 次谐波电抗；<br>$X_G$—发电机负序或零序电抗，由该次谐波的序特性决定；<br>$h$—谐波次数 |
| 变压器 | $R_{Th}+jX_{Th}=\sqrt{h}R_{T1}+jhX_{T1}$ | $R_{Th}$、$X_{Th}$—变压器的 $h$ 次谐波电阻及电抗；<br>$R_{T1}$、$X_{T1}$—变压器的基波电阻及电抗 |
| 负荷 | （1）按等值电动机处理时：<br>$Z_h=\sqrt{h}R_2+jhX_2$<br>（2）按感应电动机处理时（一般 $r_2/s_h$ 较小，计算时可忽略）：<br>$Z_h=\frac{r_2}{s_h}+jhx''$<br>（3）按恒定电感处理时：<br>$Z_h=hX_L$<br>（4）按恒定电容处理时：<br>$Z_h=\frac{X_C}{h}$ | $Z_h$—$h$ 次谐波阻抗；<br>$R_2$、$X_2$—等值电动机的基波负序电阻和电抗；<br>$r_2$—感应电动机负序电阻；<br>$s_h$—感应电动机滑差，为 $1\pm\frac{1}{h}$；<br>$x''$—感应电动机次暂态电抗；<br>$X_L$—恒定电感电抗；<br>$X_C$—恒定电容容抗 |
| 输电线路 | $Z_{Lh}=Z_{\lambda h}\sinh\gamma_h l$<br>$Y_{Lh}/2=\frac{\cosh\gamma_h l-1}{Z_{\lambda h}\sinh\gamma_h l}$ | $Z_{\lambda h}$—对应线路 $h$ 次谐波的波阻抗；<br>$\gamma_h$—对应线路 $h$ 次谐波的传播常数 |

在表 13-6 中，输电线路以集中参数的 Π 形等效电路表示，如图 13-3 所示。

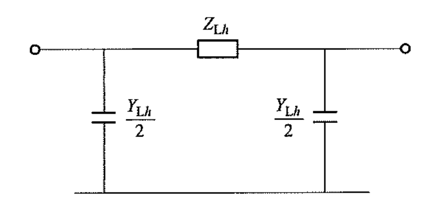



图 13-3　输电线路的等值电路

输电线路中波阻抗和传播常数的计算方法如下

$$\left.\begin{aligned}Z_{\lambda h}&=\sqrt{\frac{Z_h}{Y_h}}\\ \gamma_h&=Z_hY_h\end{aligned}\right\}\tag{13-20}$$

式中　$Z_h$——$h$ 次谐波时线路单位长度阻抗；

$Y_h$——$h$ 次谐波时线路单位长度导纳。

则有

$$\left.\begin{aligned}Z_h&=r_h+jhx_1\\ Y_h&=jhb_1\\ r_h&=0.288r_1+0.138\sqrt{hr_1}\end{aligned}\right\}\tag{13-21}$$

式中　$r_1$——线路单位长度基波电阻；

$x_1$——线路单位长度基波电抗；

$b_1$——线路单位长度基波电纳。

当线路长度较短时，为简化计算，可以不考虑它的分布特性，即利用 $Z_h$ 与 $Y_h$ 直接乘以线路长度近似得出谐波参数。工频状态下，当架空线路长度大于 300km、电缆线路长度大于 100km 时，计算基波参数应计及其分布特性，将基波等值电路参数乘以修正系数，或增加等值 Π 形电路的个数。在高次谐波下，输电线路的分布特性比基波时更明显，而且随着谐波次数的增加而加剧。对 $h$ 次谐波，$\frac{300}{h}$ km 的架空线路需要计及其分布特性。

2. 谐波潮流计算简化计算法

谐波潮流计算用于计算谐波电流在系统中的分布情况，一般通过电力系统分析软件完成，当仅需较粗略地估算谐波源对电力系统的影响时，可将谐波网络简化成如图 13-4 所示的接线方式，$I_h$ 可由负荷特性计算或根据实测经验确定，$Z_{Ch}$ 可由实测获得，在没有实测值时也可根据系统在该处最小运行方式下短路容量 $S_k$ 近似估算，这种估算方法近似认为系统阻抗是纯感性的，其谐波电抗等于基波电抗 $X_{C1}$ 与该谐波次数 $h$ 的乘积，即

$$X_{Ch}=hX_{C1}=h\frac{U_N^2}{S_k}\tag{13-22}$$

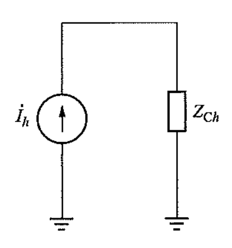



图 13-4　简化谐波网络图

$\dot{I}_h$—非线性负荷 $h$ 次谐波电流；$Z_{Ch}$—系统 $h$ 次谐波阻抗

当需要估算系统谐波阻抗的电阻分量时，可以阻抗角为 75°来估计。在已获得系统谐波电抗后，谐波源接入处母线上的谐波电压 $U_h$ 可按下式估算

$$U_h=\sqrt{3}I_hZ_{Ch}\approx\sqrt{3}hI_h\frac{U_N}{S_k}\tag{13-23}$$

需要注意的是，采用短路容量估算的方法在谐波源附近有电容器时误差很大，在有条件时应尽可能取得实测值用于计算。

3. 谐波潮流的叠加

两个谐波源产生的同次谐波电压或电流可以相互叠加，当它们之间的相位角已知时，可以通过下式进行计算

$$\left.\begin{aligned}U_h&=\sqrt{U_{h1}^2+U_{h2}^2+2U_{h1}U_{h2}\cos\varphi_h}\\ I_h&=\sqrt{I_{h1}^2+I_{h2}^2+2I_{h1}I_{h2}\cos\theta_h}\end{aligned}\right\}\tag{13-24}$$

式中　$U_{h1}$、$U_{h2}$——两个谐波源在目标研究点的第 $h$ 次谐波电压；

$I_{h1}$、$I_{h2}$——两个谐波源在目标研究点的第 $h$ 次谐波电流；

$\varphi_h$——两个谐波源在目标研究点的第 $h$ 次谐波电压之间的相位角；

$\theta_h$——两个谐波源在目标研究点的第 $h$ 次谐波电流之间的相位角。

两个以上同次谐波电压或电流叠加时，可以首先将其中两个叠加，然后再与第三个相叠加，依此类推。

4. 实际工程中的谐波计算

在实际工程中，一般在一个新的大用户（例如电铁牵引负荷等非线性负荷）投入运行前，需要开展相关谐波计算工作，计算在目标研究地点电网背景谐波与新增用户产生谐波之间叠加的结果，之后与表 13-4 和表 13-5 中的国标规定限值进行比较，以评估新增用户对电网电能质量的影响以及是否需要采取相应控制措施。

一般实际工程中的谐波潮流计算主要包含以下五个步骤：

（1）获取新增用户（谐波源）产生的各次谐波电流，该谐波电流一般由生产厂商、设计单位或业主单位提供。

（2）获取目标地点的背景谐波，该数据一般通过实地测量获得。

（3）电力系统数据建模。选用合适的电力系统分析软件，搭建相关的电网数据模型。

（4）谐波计算。在搭建完成的电网数据模型中输入谐波源产生的谐波电流以及目标地点的背景谐波，利用电力系统分析软件进行谐波计算。

（5）结论分析。将谐波潮流计算结果中的电压谐波总畸变率和谐波电流注入值与国标规定限值进行比较，分析用户接入系统后是否需要采取抑制措施。

## 三、抑制措施

为保证供电质量，防止谐波对电网内各元件造成危害，必须采取一定措施来抑制电网中的谐波，总体可以采用两方面措施：①对谐波源采取措施，减少其本身产生的谐波分量；②在谐波源外部采取措施，例如在电网中装滤波器吸收一部分谐波电流。

1. 减少谐波源本身产生的谐波分量

（1）增加整流装置的脉冲数。由式（13-14）～式（13-16）可知，随着脉冲数的增加，多相整流产生特征谐波的谐波次数上升，产生谐波电流的有效值大幅下降，所以增加整流装置的脉冲数就可以对产生的谐波电流起有效抑制作用。

增加整流装置脉冲数的有效方法是，利用两台绕组接线方式不同（Yy 和 Yd）的变压器二次侧相角差为 30°的原理，将两台三相 6 脉冲全波整流器分别接入上述两台变压器，从而将两组 6 脉冲整流器变为 12 脉冲，消除了原有的 5 次与 7 次谐波，有效抑制了注入公共电网的谐波电流。

（2）在谐波源内部装设滤波装置。制造厂在电力机车内装设滤波器吸收谐波电流，或者在电铁牵引站结合无功补偿安装滤波器，以防止谐波电流注入公共电网。

（3）改善发电机结构。改善发电机转子结构，使磁场分布尽可能接近正弦波形；通过采用星形接线消除线电动势中的 3 次谐波分量；合理选择绕组节距或采用分布绕组抑制高次谐波电动势。

2. 在谐波源外部采取措施

（1）混合采用多种变压器接线方式，抑制背景谐波。系统的背景谐波主要由变压器群引起。我国电力变压器的绕组接线方式基本上是统一的，导致了系统内各电压等级电网中变压器产生的谐波电流相互叠加。在系统允许的运行情况下，混合采用变压器的不同接线方式，可以有效地抑制电网中的背景谐波。

（2）调整系统供电和电网连接方式，并提高电压合格率。需结合电网的具体结构选用系统谐波分布合理的方式，使电网不致因低谷负荷时电压过高导致谐波增大。在运行方式方面采取措施，对于降低谐波含量有一定效果。

（3）在谐波源处就近装设滤波器。滤波器一般由电容器、电抗器和电阻器适当组合而成。单调谐滤波器采用如图 13-5（a）所示的接线比较有利，这种接线方式在电容器击穿时，短路电流小，并且电抗器只需采用半绝缘。对于图 13-5（b）所示的高通滤波器，一般采用 2 阶减幅型接线，这种接线基波损耗较小，结构简单，阻抗频率特性较好，在工程上被广泛采用。

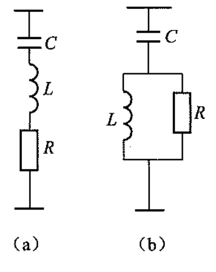



图 13-5　两种无源滤波器的接线方式示意图

（a）单调谐滤波器；（b）高通滤波器

除上述无源滤波器外，目前许多国家正在研制利用时域补偿原理的有源滤波器，其检测电网中的谐波后调制生成一个与谐波幅值相等，方向相反的谐波电流注入电网中，与网内谐波电流相抵消，从而达到滤波效果。与无源滤波器相比谐波抑制更加精准有效，但造价较为高昂。

（4）增加系统短路容量。由式（13-18）可知，系统的短路容量越大，谐波电流导致的电压总谐波畸变率就越低。因此提高系统短路容量是降低谐波影响和危害的重要措施之一。

## 第二节　电压波动和闪变

### 一、产生与危害

（一）电压波动

电压波动是指电压方均根值（有效值）的一系列变动或者连续的改变。大型负荷的投切、电动机的启动、反复短时工作制负荷，以及电网中的电焊机、电弧炉、熔炼炉等设备均会导致电网电压出现波动。一般常使用电压变动 $d$ 对电压波动进行度量

$$d=\frac{\Delta U}{U_{\mathrm{N}}}\times 100\%=\frac{U_{\max}-U_{\min}}{U_{\mathrm{N}}}\times 100\% \tag{13-25}$$

式中　$U_{\max}$、$U_{\min}$——电压的方均根值曲线 $U(t)$上相邻两个极值电压，电压的方均根值曲线是每半个基波电压周期方均根值的时间函数。

（二）闪变

闪变是指灯光照度不稳定所造成的视感。电力系统中电压的波动导致了许多电气设备无法正常工作，其中，白炽灯作为曾广泛应用于各类建筑的主要照明光源，对电压波动尤为敏感，且能够直观体现在人们的感官系统中，因此其运行工况常被用来判断电压波动值是否在接受范围内。

一般采用短时间闪变值 $P_{\mathrm{st}}$(基本记录周期 10min）和长时间闪变值 $P_{\mathrm{lt}}$（基本记录周期 2h）两个变量来衡量闪变的强弱，它们之间的关系为

$$P_{\mathrm{lt}}=\sqrt[3]{\frac{1}{n}\sum_{j=1}^{n}(P_{\mathrm{st}j})^{3}} \tag{13-26}$$

式中　$n$——长时间闪变值测量时间包含的短时间闪变个数，按规定有 $n=12$。

（三）电压波动和闪变的危害

电压波动和闪变的危害主要体现在以下五方面：①照明灯光闪烁，引起人的视觉不适和疲劳；②电视机画面亮度变化，出现垂直和水平的图像晃动；③电动机转子转速不均匀，工作效能受到影响，自身寿命也将受到危害；④电子仪器、计算机、自动控制设备等精密设备运转被干扰；⑤影响对电压波动敏感的工艺或实验结果。

（四）电压波动和闪变的限值

GB/T 12326—2008《电能质量　电压波动和闪变》中规定了电压波动和闪变的限值，现介绍如下。

1. 电压波动

任何一个波动负荷用户在电力系统公共连接点产生的电压变动，其限值和电压变动频度与电压等级有关，见表 13-7。参照 GB/T 156—2017《标准电压》，将系统标称电压 $U_{\mathrm{N}}$ 划分为以下电压等级：

低压（LV）：$U_{\mathrm{N}}\leqslant 1\mathrm{kV}$；

中压（MV）：$1\mathrm{kV}<U_{\mathrm{N}}\leqslant 35\mathrm{kV}$；

高压（HV）：$35\mathrm{kV}<U_{\mathrm{N}}\leqslant 220\mathrm{kV}$。

若系统标称电压大于 220kV，在考虑电压波动限值时也可参照高压（HV）系统执行。此外，对于电压变动频度很少（每日少于一次）的情况，电压变动限值还可以放宽。

按照表 13-7 中的数据，电力系统中电压波动的限值随电压变动频度升高而减小，高压系统中对电压波动的要求比中、低压系统更加严格。

**表 13-7　电压波动限值 $d$　（%）**

| 电压变动频度 $r$（次/h） | LV、MV | HV |
|---|---|---|
| $r\leqslant 1$ | 4 | 3 |
| $1<r\leqslant 10$ | 3* | 2.5* |
| $10<r\leqslant 100$ | 2 | 1.5 |
| $100<r\leqslant 1000$ | 1.25 | 1 |

注　对于随机性不规则的电压波动，如电弧炉负荷引起的电压波动。

*　极限值。

2. 闪变

电力系统公共连接点，在系统正常运行的较小方式下，以 1 周（168h）为测量周期，所有长时间闪变值 $P_{\mathrm{lt}}$ 都应满足表 13-8 中闪变限值的要求。

**表 13-8　闪　变　限　值**

| $P_{\mathrm{lt}}$ | |
|---|---|
| $U_{\mathrm{N}}\leqslant 110\mathrm{kV}$ | $U_{\mathrm{N}}>110\mathrm{kV}$ |
| 1 | 0.8 |

接入系统中的波动负荷引起的长时间闪变值可以通过测量波动负荷投运前、后电网的长时间闪变值后计算获得。测量波动负荷投运后电网的长时间闪变值时应保证波动负荷处于正常、连续工作状态，以 1 天（24h）为测量周期，并保证包含波动负荷的最大工作周期，测量应选取电力系统正常运行的较小方式时进行，则闪变值为

$$P_{\mathrm{lt2}}=\sqrt[3]{P_{\mathrm{lt1}}^{3}-P_{\mathrm{lt0}}^{3}} \tag{13-27}$$

式中　$P_{\mathrm{lt2}}$——波动负荷自身引起的长时间闪变值；

$P_{\mathrm{lt1}}$——波动负荷投运后电网的长时间闪变测量值；

$P_{lt0}$——背景闪变值，即波动负荷未投运时电网的长时间闪变测量值。

对于单一波动负荷，其在电力系统公共连接点单独引起的闪变限值需要结合用户负荷大小、其协议用电量占总供电容量的比例，以及电力系统公共连接点的状况，分别按照三级作不同的规定和处理。

（1）第一级规定：满足本级规定，允许不经过闪变核算接入电网。

1）对于LV和MV用户，第一级限值见表13-9。

**表13-9　LV和MV用户第一级限值**

| 电压变动频度 $r$（次/min） | $k=\left(\dfrac{\Delta S}{S_k}\right)_{max}$ (%) |
|---|---|
| $r<10$ | 0.4 |
| $10\leqslant r\leqslant 200$ | 0.2 |
| $200<r$ | 0.1 |

注　$\Delta S$ 为波动负荷视在功率的变动；$S_k$ 为公共连接点的短路容量。

2）对于HV用户，满足 $(\Delta S/S_k)_{max}<0.1\%$。

3）满足 $P_{lt}<0.25$ 的单个波动负荷用户。

4）符合GB 17625.2《电磁兼容　限值　对每相额定电流≤16A且无条件接入的设备在公用低压供电系统中产生的电压变化、电压波动和闪烁的限制》和GB/Z 17625.3《电磁兼容　限值　对额定电流大于16A的设备在低压供电系统中产生的电压波动和闪烁的限制》的低压用电设备。

（2）第二级规定：波动负荷单独引起的长时间闪变值需小于该负荷用户的闪变限值。该限值可以根据用户的协议用电容量与总供电容量的比值，并参考上一级电网对下一级电网闪变传递的影响后计算得出（下一级对上一级的传递一般忽略）。

（3）第三级规定：不满足第二级规定的单个波动负荷用户，经过治理后仍超过其闪变限值，可根据公共连接点实际闪变情况和电网的发展预测适当放宽限值，但公共连接点的闪变值必须符合表13-8的规定。

## 二、电压波动的测量与计算

### （一）电压波动的测量

现有的针对电压波动的测量方法从原理上来看，均是将网内电压波形看成由工频电压作为载波，经其他正弦电压进行幅度调制后的结果，可以用下述公式表示

$$u(t)=A(1+m\cos\omega t)\cos\omega_0 t \tag{13-28}$$

式中　$A$——工频载波电压的幅值；

$m$——调幅电压的幅值；

$\omega$——调幅电压的角频率；

$\omega_0$——工频载波电压的角频率。

（1）平方检测法。平方检测法是国际电工委员会（IEC）推荐的电压波动检测方法。其基本原理是将电网电压 $u(t)$ 进行平方运算后利用带通滤波器滤去其中的直流分量和高频分量，便可得到包含调幅电压的信号 $mA^2\cos\omega t$，进而计算出调幅电压的幅值和角频率。

（2）整流检波法。整流检波法是英国ERA和法国EDF闪变仪采用的方法。其主要原理是将电网电压 $u(t)$ 进行整流，得到的电压可看作是 $u(t)$ 与幅值为±1的工频方波的乘积，随后利用带通滤波器滤去其中的直流分量和高频成分，分离出包含调幅电压的信号 $(2mA/\pi)\cdot\cos\omega t$，进而计算出调幅电压的幅值和角频率。

（3）有效值检波法。有效值检波法是日本 $\Delta V_{10}$ 闪变仪采用的方法。其主要原理是取 $u(t)$ 中的一个周期分量求取有效值，其计算式如下

$$K(\tau)=\sqrt{\frac{1}{T}\int_{\tau}^{\tau+T}u^2(t)\mathrm{d}t} \tag{13-29}$$

式中　$K(\tau)$——$u(t)$ 在（$\tau$，$\tau+T$）周期内的有效值；

$T$——$u(t)$ 的周期。

对式（13-29）求取平方后减去参考电压 $A^2/2$，由于频率为2倍及以上工频的信号在1个周期内的积分结果近似于0，最终便可分离出包含调幅电压的信号。

### （二）电压波动的计算

当已知三相负荷的有功功率和无功功率的变化量分别为 $\Delta P$ 与 $\Delta Q$ 时，电网内电压的变动可用下式进行计算

$$d=\frac{\Delta U}{U_N}\times 100\%=\frac{R_L\Delta P+X_L\Delta Q}{U_N^2}\times 100\% \tag{13-30}$$

式中　$R_L$——系统阻抗中的电阻分量；

$X_L$——系统阻抗中的电抗分量。

在高压电网中一般有 $X_L\gg R_L$，则

$$d=\frac{R_L\Delta P+X_L\Delta Q}{U_N^2}\times 100\%\approx\frac{\Delta Q}{S_k}\times 100\% \tag{13-31}$$

式中　$S_k$——考察点（一般为公共连接点）在电网正常小运行方式下的短路容量。

若在计算时系统无功功率的变化量为主要成分（例如大容量电动机启动），可采用式（13-32）、式（13-33）进行粗略估算。

对于平衡的三相负荷有

$$d\approx\frac{\Delta S}{S_k}\times 100\% \tag{13-32}$$

式中　$\Delta S$——三相负荷的变化量。

对于相间单相负荷有

$$d\approx\frac{\sqrt{3}\Delta S}{S_k}\times 100\% \tag{13-33}$$

式中　$\Delta S$——相间单相负荷的变化量。

## 三、闪变的测量与计算

（一）闪变的测量

各种类型电压波动引起的闪变均可以采用符合IEC 61000-4-15:2010《Electromagnetic compatibility (EMC)-Part 4-15: Testing and measurement techniques-Flickermeter-Functional and design specifications》[《电磁兼容性（EMC） 第4-15部分：试验和测量技术—闪变仪—功能和设计规范》]标准的闪变仪进行直接测量，这是闪变量值判定的基准方法。对于三相等概率的波动负荷，可以任意选取一相进行测量。

（二）闪变的计算

对电弧炉等负荷引起的短时间闪变，国际电热协会（UIE）专家组拟订了下述公式进行计算

$$P_{st}=\sqrt{0.0314P_{0.1}+0.0525P_1+0.0657P_3+0.28P_{10}+0.08P_{50}} \tag{13-34}$$

式中 $P_{0.1}$、$P_1$、$P_3$、$P_{10}$、$P_{50}$——分别为10min内瞬时闪变视感度 $S(t)$ 超过0.1%、1%、3%、10%、50%时的觉察单位值。

$P_{0.1}$、$P_1$、$P_3$、$P_{10}$、$P_{50}$前相乘的常数系数是通过典型的电弧炉工况累计概率函数推导出的。

当负荷为周期性等间隔矩形波（或阶跃波）时，闪变可以通过电压变动 $d$ 和频度 $r$ 进行估算。已知电压变动 $d$ 和频度 $r$ 时，可以利用表13-10，由 $r$ 值查出对应于 $P_{st}$=1时的电压变动 $d_{Lim}$，计算出其短时间内的闪变值

$$P_{st}=\frac{d}{d_{Lim}} \tag{13-35}$$

对于由风电机组引起的闪变，IEC 61400-21:2008《Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines》（《并网风机电能质量特性的测量与评估》）中给出了风机在连续运行以及开关操作状态下在公共连接点引起的闪变的推荐性评估方法。

**表13-10　周期性矩形（或阶跃波）电压变动的单位闪变（$P_{st}$=1）曲线对应数据**

| $d$（%） | 3.0 | 2.9 | 2.8 | 2.7 | 2.6 | 2.5 | 2.4 | 2.3 | 2.2 | 2.1 | 2.0 | 1.9 | 1.8 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $r$（次/min） | 0.76 | 0.84 | 0.95 | 1.06 | 1.20 | 1.36 | 1.55 | 1.78 | 2.05 | 2.39 | 2.79 | 3.29 | 3.92 |
| $d$（%） | 1.7 | 1.6 | 1.5 | 1.4 | 1.3 | 1.2 | 1.1 | 1.0 | 0.95 | 0.90 | 0.85 | 0.80 | 0.75 |
| $r$（次/min） | 4.71 | 5.72 | 7.04 | 8.79 | 11.2 | 14.4 | 19.1 | 26.6 | 32.0 | 39.0 | 48.7 | 61.8 | 80.5 |
| $d$（%） | 0.70 | 0.65 | 0.60 | 0.55 | 0.50 | 0.45 | 0.40 | 0.35 | 0.29 | 0.30 | 0.35 | 0.40 | 0.45 |
| $r$（次/min） | 110 | 175 | 275 | 380 | 475 | 580 | 690 | 795 | 1052 | 1180 | 1400 | 1620 | 1800 |

对于连续运行的单台风机，其在公共连接点引起的闪变计算方式为

$$P_{st}=P_{lt}=c(\psi_k,v_a)\frac{S_n}{S_k} \tag{13-36}$$

式中 $c(\psi_k,v_a)$——风机在电网阻抗角 $\psi_k$ 以及安装轮毂高度处平均风速 $v_a$ 下的闪变系数；

$S_n$——风机的额定容量；

$S_k$——公共连接点的短路容量。

对于有多台风机连接的公共连接点，它们引起的总闪变为

$$P_{st\Sigma}=P_{lt\Sigma}=\frac{1}{S_k}\sqrt{\sum_{i=1}^{N}[c_i(\psi_k,v_a)S_{n,i}]^2} \tag{13-37}$$

式中 $c_i(\psi_k,v_a)$——第 $i$ 台风机的闪变系数；

$N$——接入公共连接点的风机数量；

$S_{n,i}$——第 $i$ 台风机的额定容量。

由风机开关操作引起的公共连接点闪变计算方式为

$$\left.\begin{aligned}P_{st}&=18\times N_{10m}^{0.31}k_f(\psi_k)\frac{S_n}{S_k}\\P_{lt}&=8\times N_{120m}^{0.31}k_f(\psi_k)\frac{S_n}{S_k}\end{aligned}\right\} \tag{13-38}$$

$$\left.\begin{aligned}P_{st\Sigma}&=\frac{18}{S_k}\left(\sum_{i=1}^{N}N_{10m,i}[k_{f,i}(\psi_k)S_{n,i}]^{3.2}\right)^{0.31}\\P_{lt\Sigma}&=\frac{8}{S_k}\left(\sum_{i=1}^{N}N_{120m,i}[k_{f,i}(\psi_k)S_{n,i}]^{3.2}\right)^{0.31}\end{aligned}\right\} \tag{13-39}$$

式中 $N_{10m,i}$——第 $i$ 台风机10min最大切换操作数目，一般由风机厂商提供；

$N_{120m,i}$——第 $i$ 台风机120min最大切换操作数目，一般由风机厂商提供；

$k_{f,i}(\psi_k)$——第 $i$ 台风机在电网阻抗角为 $\psi_k$ 时的闪变阶跃系数。

（三）闪变的叠加与传递

闪变具备叠加性与传递性，$n$ 个波动负荷引起的

闪变在同一节点上能够相互叠加，叠加后的短时间闪变值为

$$P_{st}=\sqrt[m]{P_{st1}^m+P_{st2}^m+\cdots+P_{stn}^m} \qquad (13\text{-}40)$$

式中　$m$——取决于主要闪变源的性质及其工况的重叠可能性。

$m$=1 时，用于波动负荷引起电压变动同时发生重叠率很高的状况；$m$=2 时，用于随机波动负荷引起电压变动同时发生的状况（如熔化期重叠的电弧炉）；$m$=3 时，用于波动负荷引起的电压变动同时发生的可能性很小的状况（比较常用）；$m$=4 时，仅用于熔化期不重叠的电弧炉所引起的电压变动合成。

闪变能够从电网中的一个节点传递至另一个节点，可按下式简化计算

$$P_{stA}=T_{BA}P_{stB}=\frac{S'_{kA}}{S_{kA}-S'_{kB}}P_{stB} \qquad (13\text{-}41)$$

式中　$T_{BA}$——短时间闪变值由节点 B 传递至节点 A 的传递系数；

$P_{stA}$——节点 B 的短时间闪变值传递至节点 A，在节点 A 引起的短时间闪变值；

$P_{stB}$——节点 B 的短时间闪变值；

$S'_{kA}$——节点 B 短路时节点 A 流向节点 B 的短路容量；

$S_{kA}$——节点 A 的短路容量；

$S'_{kB}$——节点 A 短路时节点 B 流向节点 A 的短路容量。

若波动负荷接入点的系统短路容量发生了改变，则其引起的短时间闪变值可以按照下式计算

$$P_{st1}=P_{st0}\frac{S_{k0}}{S_{k1}} \qquad (13\text{-}42)$$

式中　$P_{st1}$——系统短路容量变化后波动负荷引起的短时间闪变值；

$P_{st0}$——系统短路容量变化前波动负荷引起的短时间闪变值；

$S_{k0}$、$S_{k1}$——系统短路容量变化前、后的短路容量值。

长时间闪变值的叠加与传递特性与短时间闪变值相同，式（13-40）～式（13-42）均可用于长时间闪变值的相关计算。

### 四、抑制措施

（1）将电压波动源接入系统中短路容量较高的节点。由式（13-32）与式（13-33）可知，在负荷变化绝对值一定的前提下，公共连接点的短路容量越高，其造成的电压变动就越小。因此，对于电弧炉等电网中的重大波动性负荷，可以利用短路容量较大或电压等级较高的电网供电，能有效地减小冲击性负荷引起的电压波动。

（2）降低线路阻抗。增加所采用输配电线路的线径，或用电缆线路替代架空线路，可以有效降低供电线路阻抗，减小负荷变动时引起的电压波动。

（3）限制电动机的启动电流。为大型感应电动机配置独立电容器，补偿电机在启动时产生的较大的滞后电流，使电机在整个运行区间内均保持良好的功率因数，减少其对电网带来的冲击。

（4）采用动态无功补偿装置。在系统的重要节点装设动态无功补偿装置，能够及时对母线不合理的电压变化做出响应并进行反向调节，从而抑制无功功率冲击引起的电压波动。

（5）采用有源电力滤波器。当负荷电流发生急剧波动时，有源滤波器能够跟随负荷的变化实时补偿无功电流，抑制电压闪变。相比普通的 SVC 响应更快，对电压波动和闪变的补偿率高，同时不会产生谐波污染，自身还带有良好的谐波过滤功能，目前已得到良好的普及应用。

根据电压波动和闪变产生的条件以及相关计算可知，除上述几种典型措施外，其他能够增大系统短路容量或调节电压的手段均能够用于抑制电网中的电压波动和闪变，例如采用有载调压变压器、利用电容器组进行无功补偿、装设动态电压恢复器、装设统一电能质量控制器或串联补偿装置等。在进行电网设计或相关专题研究时，可以结合目标地区电网的特点，综合比较采取不同措施所带来的成效以及所花费的投资，最终推荐一个方案、甚至多种方案并行来解决电网中存在的电压波动和闪变问题，带来更好的经济效益和社会效益。

## 第三节　电力系统三相电压不平衡

### 一、产生与危害

三相电压在幅值上不同或相位差偏离 120°，或同时具备上述两种情况，称为三相电压不平衡。

（一）三相电压不平衡的产生

理想的三相交流电网在正常运行方式下，三相电压应保证相角差为 120°，且幅值相等。但若系统中存在不对称接入的单相负荷（如电弧炉、熔炼炉、电焊机等），或某一相（或两相）发生故障，将导致原有的三相电压平衡被打破。此外，电网中元件（如交流线路、变压器、发电机等）三相阻抗参数的不同也将导致三相不平衡问题的出现。按照 GB/T 15543—2008《电能质量　三相电压不平衡》中的定义，三相电力系

统中三相不平衡的程度一般用电压、电流的负序或零序基波分量与正序基波分量的有效值百分比来表示。

$$\left.\begin{aligned}\varepsilon_{U2}=\frac{U_2}{U_1}\times100\%\\ \varepsilon_{U0}=\frac{U_1}{U_0}\times100\%\end{aligned}\right\} \quad (13\text{-}43)$$

式中 $\varepsilon_{U2}$——电压的负序不平衡度；

$\varepsilon_{U0}$——电压的零序不平衡度；

$U_1$——三相电压正序分量有效值；

$U_2$——三相电压负序分量有效值；

$U_0$——三相电压零序分量有效值。

若将式（13-43）中的电压分量 $U_1$、$U_2$ 和 $U_0$ 分别替换为电流分量 $I_1$、$I_2$ 和 $I_0$，则式（13-43）将变为相应的电流不平衡度$\varepsilon_{I2}$和$\varepsilon_{I0}$的表达式。

此外，在国际应用中，也常用单相电压与三相电压平均值之间的最大差值与三相电压平均值的比值表示三相电压的不平衡度，美国电气制造商协会（NEMA）与 IEEE Std 112-2004《Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators》（《多相感应电动机或发电机的标准测试过程》）均采用了上述定义。

### （二）三相不平衡的危害

当电网处于三相不平衡运行时，其电压、电流中含有大量负序分量，将会对电网内的系统元件和接入系统的用户造成以下一系列的危害。

1. 对变压器的危害

若三相变压器中某一相负荷显著高于其他两相，可能导致该相绕组电流过大，引起绕组过热和绝缘老化。变压器容量得不到充分利用，运行损耗增加，寿命缩短。

2. 对电力线路的危害

与变压器情况类似，三相输电线路负荷不平衡可能导致某一相线路电流远高于其他两相，产生更高的发热量与更大的损耗。

此外，在一般的三相四线制电力系统中，如果三相电流存在不平衡，中性线路中将会有电流通过，从而产生额外的输电损耗。而且中性线路的导线截面常小于每相线路，在三相电流不平衡度较高时有可能出现过负荷问题。

3. 对电机的危害

旋转电机在不对称运行时，负序电流在气隙中产生反向旋转磁场，引起转子的额外损耗与电机振动，可能导致电机过热，加速绝缘老化。

4. 引起继电保护装置和自动装置的误动作

电网中的负序电流会导致以负序过滤器为启动元件的继电保护装置和自动装置误动作，降低负序启动元件对电网故障的反应灵敏度。

5. 对通信系统及计算机系统造成干扰

电力系统中三相电流不平衡会通过电磁耦合、电磁辐射等方式对邻近的通信系统产生干扰，轻者产生噪声，降低通信质量，重者导致信息丢失，使通信系统无法正常工作。

三相四线制系统中，三相电流不平衡导致中性线中有电流通过，会引起零电位漂移，产生影响计算机的电噪声干扰。严重时可能会导致计算机无法正常运行，甚至损伤其中的元件。

### （三）电压不平衡度限值

GB/T 15543—2008《电能质量　三相电压不平衡》中规定，电力系统公共连接点正常运行方式下负序电压的不平衡度不能超过 2%，短时（3s～1min）不能超过 4%；标称电压不大于 1kV 的供电系统零序电压限值暂不作规定，但各相电压必须满足 GB/T 12325《电能质量 供电电压偏差》的要求。

接入公共连接点的每个用户引起该点负序电压不平衡度允许值一般为 1.3%，短时（3s～1min）不超过 2.6%。根据连接点的负荷状况以及邻近发电机、继电保护装置和自动装置安全运行要求，该允许值可作适当变动。

负序电压不平衡度允许值一般可根据连接点的正常最小短路容量换算为相应的负序电流值作为分析或测算依据，邻近大型旋转电机的用户其负序电流值换算时应考虑旋转电机的负序阻抗。

需要注意的是，上述限值是针对电力系统正常运行的最小方式（或较小方式）下，最大的生产（运行）周期中负荷所引起的电压不平衡度的实测值。电气设备额定工况的电压允许不平衡度和负序电流允许值仍由各自标准规定。例如，旋转电机按 GB 755—2008《旋转电机　定额和性能》规定，瞬时和暂时的不平衡问题也不适用于该标准。

## 二、测量与计算

### （一）三相电压不平衡的测量

不平衡度一般采用专业仪器进行测量，仪器的电压不平衡度测量误差应小于 0.2%，电流不平衡度测量误差应小于 1%。测量应在电力系统正常运行的最小方式（或较小方式）下，不平衡负荷处于正常、连续工作状态下进行，并保证不平衡负荷的最大工作周期包含在内。为了减少偶然性波动对测量的影响，在测量三相电压不平衡度时应取 3s 内所有测量结果的方均根值，对于离散采样的测量仪器推荐按下式计算

$$\varepsilon=\sqrt{\frac{1}{m}\sum_{k=1}^{m}\varepsilon_k^2} \quad (13\text{-}44)$$

式中　$\varepsilon_k$——在 3s 内第 $k$ 次测量得到的不平衡度；

$m$——在 3s 内均匀间隔总测量次数（$m \geqslant 6$）。

特殊情况的测量要求可由供用电双方另行商定。

关于测量时间与取值，GB/T 15543—2008《电能质量　三相电压不平衡》中规定："对于电力系统的公共连接点，测量持续时间取 1 周（168h），每个不平衡度的测量间隔可为 1min 的整数倍；对于波动负荷，可取正常工作日 24h 持续测量，每个不平衡度的测量间隔为 1min。对于电力系统的公共连接点，供电电压负序不平衡度测量值的10min方均根值的95%概率大值应不大于 2%，所有测量值中的最大值不大于 4%。对日波动不平衡负荷，供电电压负序不平衡度测量值的 1min 方均根值的 95%概率大值应不大于 2%，所有测量值中的最大值不大于 4%。对于日波动不平衡负荷也可以时间取值，日累计大于 2%的时间不超过 72min，且每 30min 中大于 2%的时间不超过 5min"。

需要注意的是：为了实用方便，实测值的 95%概率值可将实测值按由大到小次序排列，舍弃前面 5%的大值取剩余实测值中的最大值；以时间取值时，如果 1min 方均根值超过 2%，按超标 1min 进行时间累计；所有测量值是指符合上文中"3s 内所有测量结果的方均根值"要求得到的所有测量结果。

（二）三相电压不平衡的计算

在三相系统中，通过测量获得三相电压（电流）的幅值与相位后可以应用对称分量法分别求出电压（电流）的正序、负序与零序分量，进而代入式（13-43）中求出三相不平衡度。

若三相电压（电流）中不含零序分量，负序不平衡度的求取可进一步简化

$$\varepsilon_2 = \sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6L}}{1+\sqrt{3-6L}}} \times 100\% \qquad (13\text{-}45)$$

$$L = \frac{a^4+b^4+c^4}{(a^2+b^2+c^2)^2}$$

式中　$a$、$b$、$c$——三相电压或电流量。

若公共连接点的正序阻抗与负序阻抗相等，则负序电压不平衡度为

$$\varepsilon_{U2} = \frac{\sqrt{3}I_2U_L}{S_k} \times 100\% \qquad (13\text{-}46)$$

式中　$I_2$——负序电流值，A；

$S_k$——公共连接点的三相短路容量，VA；

$U_L$——线电压，V。

相间单相负荷引起的负序电压不平衡度可近似为

$$\varepsilon_{U2} \approx \frac{S_L}{S_k} \times 100\% \qquad (13\text{-}47)$$

式中　$S_L$——单相负荷容量，VA。

## 三、抑制措施

对于因故障导致的电网三相不平衡现象，一般通过保护设备在短期内切除故障使系统恢复正常；对于因不对称负荷的接入或系统三相元件不对称引起的电网三相不平衡现象，可以采用如下措施加以改善：

（1）将不对称负荷尽量均匀分配至各相；

（2）将不对称负荷分散接网；

（3）将不对称负荷接入高一级电压；

（4）将不对称负荷采用单独的变压器供电；

（5）采用特殊接线的平衡变压器供电；

（6）装设电压平衡装置；

（7）增大系统短路容量。

下面以在电网中装设电压平衡装置为例，对抑制由不对称负荷的接入引起的电网三相不平衡的原理进行简要介绍。

令三相对称系统中的三相电压与电流相量分别为 $\dot{U}_A$、$\dot{U}_B$、$\dot{U}_C$ 与 $\dot{I}_A$、$\dot{I}_B$、$\dot{I}_C$，三相复功率之和为

$$\begin{aligned} \tilde{S}_{ABC} &= \dot{U}_A\dot{I}_A + \dot{U}_B\dot{I}_B + \dot{U}_C\dot{I}_C \\ &= \dot{U}_A\dot{I}_A + a^2\dot{U}_A a^2\dot{I}_A + a\dot{U}_A a\dot{I}_A \\ &= 0 \end{aligned} \qquad (13\text{-}48)$$

式中　$a = -\dfrac{1}{2} - \mathrm{j}\dfrac{\sqrt{3}}{2}$。

当一个阻值为 $R$ 的单相电阻性负荷接入系统后，可以在系统中串入另外两个阻值分别为 $\dot{Z}_1 = -\mathrm{j}\sqrt{3}R$，$\dot{Z}_2 = \mathrm{j}\sqrt{3}R$ 的阻抗，如图 13-6 所示，此时系统三相复功率之和仍保持为 0，即

$$\begin{aligned} \tilde{S}_{ABC} &= \dot{U}_{AB}\dot{I}_{AB} + \dot{U}_{BC}\dot{I}_{BC} + \dot{U}_{CA}\dot{I}_{CA} \\ &= \frac{\dot{U}_A^2}{R} + \frac{\dot{U}_{BC}^2}{\dot{Z}_1} + \frac{\dot{U}_{CA}^2}{\dot{Z}_2} \\ &= 3\frac{U_A^2}{R}\left(\mathrm{e}^{\mathrm{j}60^\circ} + \mathrm{j}\frac{\mathrm{e}^{\mathrm{j}180^\circ}}{\sqrt{3}} - \mathrm{j}\frac{\mathrm{e}^{\mathrm{j}300^\circ}}{\sqrt{3}}\right) \\ &= 0 \end{aligned} \qquad (13\text{-}49)$$

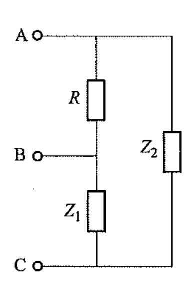



图 13-6　外接阻抗平衡电网中的三相电压不平衡

由此可知，对于由一个单相电阻性负荷引起的三相电压不平衡，可以通过在电网中串入一个电抗器和一个电容器来消除这种不平衡现象。而电力系统中的实际负荷一般是变化的，且并不全部为电阻性负荷，因此采取的平衡化装置以及平衡手段将更加复杂。

## 第四节　次同步谐振

### 一、产生与危害

早在20世纪30年代，人们就发现发电机在容性负荷或经由串联电容补偿的线路接入系统时，会在一定条件下引起自激，但这是一种单纯的电气谐振问题，称为感应发电机效应（induction generator effect，IGE）。直到1970年和1971年，美国Mohave电厂由于串联补偿电容引起了发电机大轴的两次扭振损坏，人们才通过研究揭示了机电扭振互作用（electromachenic torsional interaction）的存在。由于这种扭振的频率一般低于同步频率，故称为次同步谐振（SSR）。国际电气电子工程师协会（IEEE）于1976年给出了次同步谐振的定义：次同步谐振是指电力系统与汽轮发电机之间以低于系统同步频率的某个或几个机网联合系统的自然频率进行显著的能量交换现象。

从物理本质上来说存在两种型式的次同步谐振：一种是自然频率与发电机组轴系扭振特征频率密切相关的次同步谐振，或者说由发电机组轴系扭振特征频率主导的次同步谐振，这种次同步谐振是一种机组轴系的机械扭振与电气系统电气谐振相互耦合甚至相互激发的谐振，称为机网复合共振或机网相互作用；另一种是自然频率只与电气系统密切相关的次同步谐振，其自然频率主要是由电气系统中的电感、电容谐振频率决定的，当发电机在特定条件下出现负阻尼时引起电气谐振，这种谐振称为异步自励磁或感应发电机效应。这两种型式的次同步谐振均属于小扰动稳定问题，当发生时系统既包含工频信号，又包含次同步频率信号。

与机网复合共振密切相关的一种暂态过程——暂态扭矩放大，也属于一种次同步谐振。当系统故障或者大扰动发生时将在发电机轴系上产生暂态扭矩，如自动重合闸，如果轴系上产生的暂态扭矩进一步叠加，使轴系上的暂态扭矩增大到较大幅度，甚至达到轴系难以承受的幅度，这种现象就称为暂态扭矩放大。对于含串联补偿送出线路的机组，系统故障或者其他大扰动在其轴系上产生的暂态扭矩通常较无串联补偿时大得多，即串联补偿通常会引起暂态扭矩放大问题。

（一）次同步谐振的危害

1. Mohave电厂两次典型事故的说明

美国NEVADA州Mohave电厂在不到一年的时间内（1970年12月9日和1971年10月26日）曾先后两次发生次同步谐振损坏发电机组的严重事故，两次事故的情况基本相同。也正是这两次事故引发了人们对次同步谐振的研究和重视。

Mohave电厂装设两组横复式燃煤发电机组，每组机组的总容量为790MW，分别由一台483MV·A 3600r/min的发电机和一台426MV·A 1800r/min的发电机组成，前者由高中压缸驱动，后者由两个低压缸驱动。电厂通过两回500kV线路分别接入Lugo和Eldorado变电站，线路长度分别为282km和95km，前一线路共装设了8段（两端各4段）串联补偿，总补偿度为70%，后者为联络线，长度短无串联补偿，Mohave电厂送出系统接线如图13-7所示。

两次事故发生情况相同：电厂仅一台机组，负荷300MW左右，Mohave-Lugo线路上一段电容器退出运行，线路补偿度为61.3%，Mohave-Eldorado线路因故切除后引发事故，事故经过大致如下：

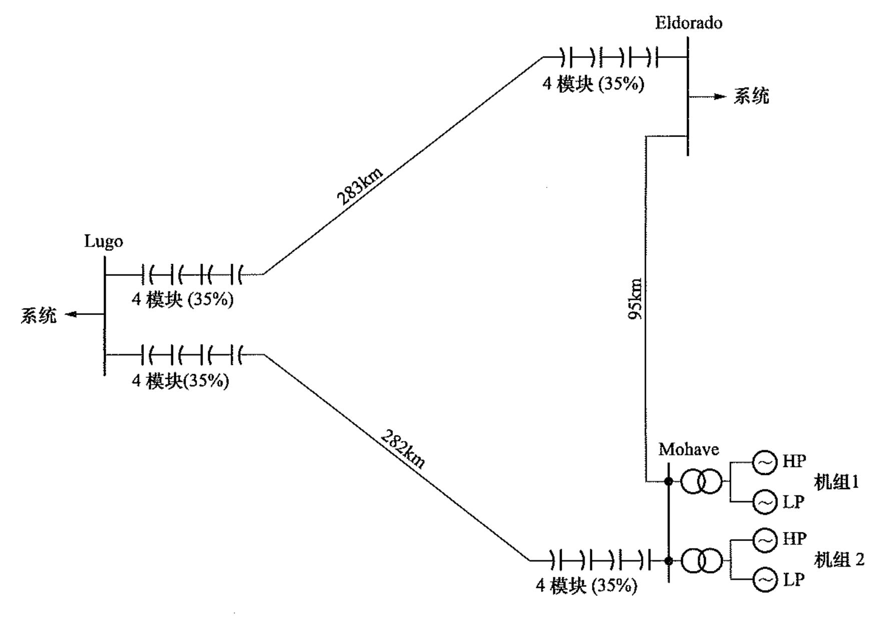



图13-7　Mohave电厂送出系统接线图

（1）切除 Mohave-Eldorado 线路后即发生控制室信号控制灯光闪烁现象；

（2）机组负荷稳定、励磁电压和电流指示正常且稳定；

（3）灯光闪烁 1～2min 后，控制室地板开始振动；

（4）发电机励磁电流表从正常指示 1220A 摆到满程 4000A；

（5）警报相继动作：振动过大、磁场绕组接地、负序继电器动作；

（6）因无保护装置动作于切机，运行人员手动切机。

事故后机组损坏情况：整个轴系都有疲劳裂痕，各靠背轮有裂纹，其中发电机与励磁机之间的靠背轮严重损坏，集电环烧坏，电弧还烧损集电环下面的轴段。

2. 次同步谐振的危害

上述事故说明，若机组没有完备的保护措施，次同步谐振严重时可能造成机组大轴的完全损坏。

对于较严重的暂态扭矩放大，即使是发电机组有完备的保护性措施，也可能对机组大轴造成较大的疲劳寿命损耗，甚至损坏。

对于异步自励磁，若无完备的保护措施，当发生时可造成发电机、主变压器等设备的损坏。异步自励磁发生时，发电机在发出工频电功率的同时还发出次同步频率的电功率，由于发电机连接的外电路对于次同步频率电流来说其阻抗很小，会在发电机、主变压器等一次回路中产生较大的次同步频率电流，若不及时消除将造成设备的损坏。

次同步谐振的危害主要有以下三个特点：

（1）产生及发展的隐蔽性。次同步谐振，无论是机网复合共振、异步自励磁，还是暂态扭矩放大，若无专门的检测设备和保护设备，在其发生、发展直至造成损坏前均没有任何异常反应，出现异常反应时往往机组已经损坏。

（2）难以预测，有时发展很迅速。机网复合共振和异步自励磁均是小扰动稳定问题，其准确计算预测十分困难，更无法根据一种方式的稳定结果推测另一方式的稳定性；对于发散较快的次同步谐振，有时数分钟就会造成机组损坏。

（3）危害的严重性。机网复合共振、暂态扭矩放大将造成机组大轴的断裂损坏，异步自励磁将造成发电机、主变压器等一次设备的损坏，结果是十分严重的。

（二）次同步谐振发生条件

1. 异步自励磁发生的条件

在含串联电容补偿线路的系统中，暂态过程的自由分量为交流量，其频率是次同步频率，或者说系统存在低于工频的特征频率；同步旋转（对应的频率为 $f_0$）的发电机组，对于电枢绕组中流过的次同步频率（$f_e$）的电流来说，其行为过程相当于一台感应（异步）发电机，因为转子的旋转速度高于电枢电流（次同步电流）形成的磁场旋转速度。

感应发电机的滑差为

$$s=\frac{f_e-f_0}{f_e} \tag{13-50}$$

显然，对于次同步频率 $f_e$ 来说，$s$ 是小于 0 的。

如果忽略同步发电机的凸极效应，对于次同步频率的电流，同步发电机简化等值电路如图 13-8 所示。

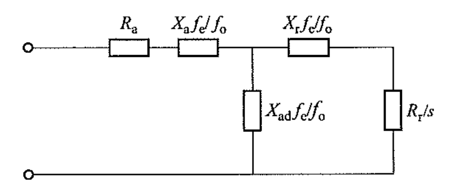



图 13-8　同步发电机简化等值电路

$R_a$ 和 $X_a$—同步频率时的定子阻抗；$R_r$ 和 $X_r$—同步频率时的转子阻抗；$X_{ad}$—同步频率时的电枢反应电抗；$f_e$ 和 $f_0$—次同步和同步频率；$s$—滑差

电枢反应电抗 $X_{ad}$ 通常较大，若忽略，则同步旋转（对应的频率为 $f_0$=50Hz）的同步电机对于定子中的次同步频率（$f_e$）电流的等值电阻和等值电抗为

$$\left.\begin{aligned}R&=R_a+\frac{R_r f_e}{f_e-f_0}\\X&=\frac{(X_a+X_r)f_e}{f_0}\end{aligned}\right\} \tag{13-51}$$

当同步电机同步旋转时，次同步频率电流的阻抗特性如图 13-9 所示，图中曲线由某典型发电机参数计算所得，仅用于示意。

由图 13-9 可知，同步发电机的总电抗基本上与频率成正比，总电阻随频率升高从较小的正值变化为负值，而且频率越接近同步频率（50Hz），负电阻的绝对值越大。发电机的总等值电阻小于 0，说明发电机输出电功率。次同步电流的等值电阻小于 0，说明发电机可以提供异步功率和能量，次同步频率越接近同步频率，发电机组可提供的异步功率就越大，或者说，滑差 $s$ 绝对值越小，发电机可以提供的异步转矩就越大，这种异步转矩是从发电机的大轴，即原动机获得的，当发电机的负电阻阻值足够大，以至于考虑到发电机所接外电路电阻后的总电阻小于零时，发电机就可以从轴上获得异步功率满足次同步频率电流在电网中流通需要的损耗，若在电气系统次同步特征频率处系统的总等值电阻小于零，则将在该处发生异步自励磁。

线路的串联补偿度越高，电气系统的特征频率 $f_e$ 就越接近 50Hz，发电机的等值负电阻绝对值就越大，也就越易发生异步自励磁。

综上，异步自励磁发生的条件是在电气系统串联

谐振频率（系统的等值电抗等于零，频率通常为次同步频率）处，系统的等值电阻小于零。

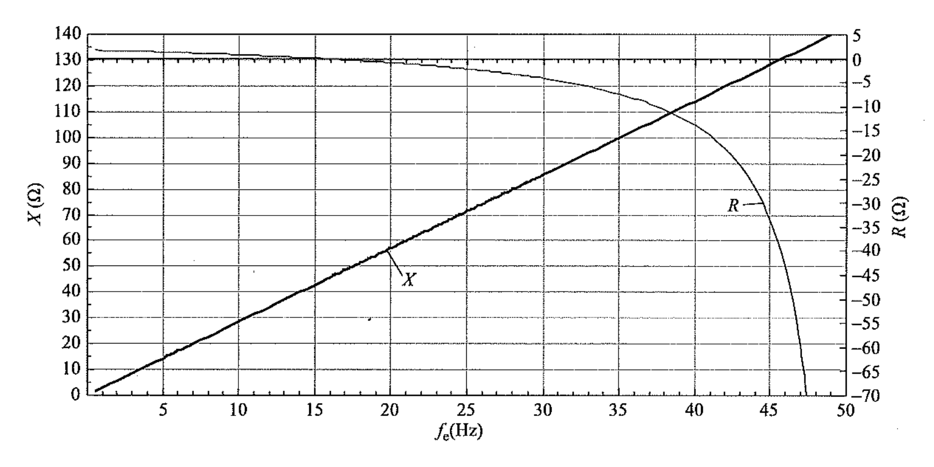



图 13-9 次同步频率电流的阻抗特性图

2. 机网复合共振发生的条件

发电机组轴系通常由多个转子及其连接轴组成，机组大轴虽然坚硬，但对于转子的转动惯量来说还是具有相当的弹性，因此，当考虑转子的转动惯量和连接轴的扭转弹性后，轴系就是一个弹簧—质量系统，就存在多个自然扭振频率，这些频率中通常有几个是低于工频的。当机组转子受到扰动后，发电机转子除了正常旋转以外，还有多个特征频率（设为 $f_m$，系统工频设为 $f_o$）的扭转振动，这一振动将在定子绕组中产生轴系特征频率的工频补频率为 $f_o-f_m$ 的电压。

若在发电机定子中流入三相次同步频率 $f_e$ 的电流，在同步发电机中将产生速度为 $f_e$ 的旋转磁场，该旋转磁场与转子直流磁场之间的相对旋转速度为 $f_o-f_e$，相互作用产生的电磁转矩频率为 $f_o-f_e$。

当机组轴系次同步扭振特征频率 $f_m$ 与其并网的电气系统的次同步特征频率 $f_e$ 满足关系 $f_m \approx f_o-f_e$ 时，轴系受到扰动后在机端产生 $f_o-f_m$ 频率的电压，此电压将在电气回路中产生较大的电流（因其频率接近特征频率），此电流流入发电机后又将产生 $f_o-f_e$ 频率的扭矩，这一频率与其轴系扭振特征频率 $f_m$ 接近，从而进一步增强扭振，因此，机械与电气系统相互激发，造成增幅性振荡，这就是所谓的机网相互作用，或者说机网复合共振。

经数学推导，机网复合共振的阻尼功率系数 $D_e$ 可由下式计算

$$D_e=-\frac{\psi_0^2 f_e}{2f_m R_0} \tag{13-52}$$

式中 $\psi_0$——定子绕组磁链幅值；

$f_e$——电气（定子）次同步频率；

$f_m$——机械（转子）次同步频率，$f_m=f_o-f_e$；

$R_0$——系统视在电阻。

由式（13-52）可知，当系统视在电阻为微小的正数时，易发生机网复合共振；由式（13-51）可知，当系统视在电阻为负数时，易发生异步自励磁；对于同一次同步频率几乎不可能同时发生异步自励磁和机网复合共振；但同一机组可能同时发生不同频率的机网复合共振和异步自励磁。串联补偿度越高，即电气特征频率越高，越易发生机网复合共振或异步自励磁。

综上所述，在某个次同步频率下，若系统的等值电抗等于零或接近于零，且这个次同步频率与某台发电机组轴系的某个模态的频率之和接近工频，且系统的等值电阻为微小的正值时，则系统极易发生这个次同步频率的机网复合共振。

3. 暂态扭矩放大效应发生的条件

暂态扭矩放大是一个普遍存在的暂态问题，机组轴系设计通常考虑单相重合闸这种暂态扰动的要求，但往往不能满足三相重合闸的要求，且通常未考虑增加串联补偿的情况。对于串联补偿输电，一般均存在不同程度的暂态扭矩放大情况，需要进行风险评估。

串联补偿输电引起的暂态扭矩放大效应是指串联补偿线路故障及其清除过程中，电容器存储的电能通过发电机组放电，该放电电流的频率与发电机组轴系的固有频率相适应时会引起较大的暂态扭矩放大。

综上所述，当系统出现短路故障等大扰动情况时，若在某个次同步频率下，系统的等值电抗等于或接近于零，且该次同步频率与某台发电机组轴系的某个模态的频率之和等于或者近似等于工频，且系统的等值电阻为微小的正值时，则发电机组轴系该模态所对应的危险截面处极易发生暂态扭矩放大。

## 二、风险评估方法

### （一）频率扫描法

频率扫描法是通过计算电气系统等值阻抗—频率特性曲线来分析评估机组发生次同步谐振风险。计算时，将电气系统用正序电网来模拟，待研究的发电机用感应发电机等值电路来模拟，其他发电机用次暂态

等值电抗模拟，等值阻抗为从待研究发电机转子后向电网侧看去的等值阻抗，通常称为次同步谐振等值阻抗。频率扫描的系统等值电路如图 13-10 所示。

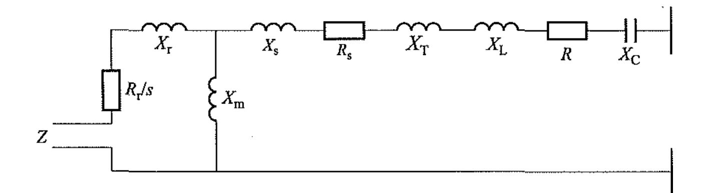



图 13-10　频率扫描的系统等值电路图

通过频率扫描可以得到等值阻抗的实部（次同步谐振等值电阻）和虚部（次同步谐振等值电抗）随频率变化的曲线。根据这两条曲线可以对三种形式次同步谐振做出初步的估计。

频率扫描方法能够确定从被研究的发电机向系统观察的总阻抗及其频率的变化，其电抗过零点即为电气系统的串联谐振点，其对应的频率就是电气系统的特征频率，若在此频率处的电阻小于零，即可发生异步自励磁。

设发电机组轴系自然扭振频率$f_m$的工频补频率为$f_e$，在电气系统中，若在 $f_e$ 附近发生或者近似于串联谐振（电抗为 0 或接近于 0）就存在机网复合共振的可能性，此时，若次同步谐振电阻大于又接近于 0 则机网复合共振的风险较大；在电气系统中若在 $f_e$ 处及其附近存在较大的电抗跌折就存在暂态扭矩放大的可能性。考虑到计算分析与实际参数的误差，通常在考虑与工频互补时计及±3Hz 的裕度。关于电抗跌折度 *Dip*，定义为

$$Dip=\frac{X_{max}-X_{min}}{X_{max}}\times 100\% \qquad (13\text{-}53)$$

式中　$X_{max}$——跌折前的电抗；

　　　$X_{min}$——跌折后的电抗。

一般认为电抗跌折度若在 5%以内是安全的，若超过 75%表明存在暂态扭矩放大的可能性，可以利用 EMTP 或其他电磁暂态程序仿真计算进一步验证。

频率扫描方法对于具有数百条母线的系统来说也是相对简单的，因此频率扫描方法提供了一个非常简单的方法去识别那些从次同步谐振的角度来看存在潜在危险的系统条件；它不能精准判断系统在某个方式下的次同步稳定性或者暂态扭矩放大风险的可接受度，但它可以对大量系统方式进行计算分析，把出现次同步谐振风险较大的系统运行方式筛选出来，然后再用其他更精确的程序进行重点计算分析。因此，频率扫描方法并不能代替特征根方法和电磁暂态仿真法，但可作为这些方法的补充。频率扫描可以获得从机组看向系统的等值阻抗随频率变化的规律，可以了解频率特性的全貌，在措施制定与方案研究时能给出一定的提示信息。

频率扫描方法主要适用于大型系统，计算工作量不大，方法简单、结果直观，在北美早期的次同步谐振分析中广泛应用。但无法考虑机组大轴的具体特性，不能对暂态扭矩做定量分析，也不能计及人工影响和控制系统作用。

（二）复转矩系数法

复转矩系数（complex torque coefficients）法主要通过比较发电机电气复转矩系数和机组轴系扭振机械阻尼来判断系统是否会发生次同步谐振或次同步振荡。该方法是由 I.M.Canay 在 1982 年提出的。该方法可获得阻尼系数随扰动频率变化的曲线，结果直观、物理透明度大，并可分析系统参数变化对阻尼的影响，有利于分析次同步谐振的对策等。该方法的缺点是不能准确求取特征值和特征向量，不能给出时域动态响应曲线，并且将电气、机械部分分割开来进行分析，无法准确计及机电系统间的相互作用，有时应和其他方法配合使用。

设发电机轴系第 $k$ 个质块有一频率为$\mu$的正弦扭转摄动$\Delta\delta_k$，即

$$\left.\begin{aligned}&\Delta\delta_k=A\sin\mu t\xrightarrow{\text{def}}\Delta\theta\\&\Delta\omega=\Delta\theta'=A\mu\cos\mu t\xrightarrow{\text{def}}\Delta\omega\\&\Delta T_e=K_e\Delta\theta+D_e\Delta\omega\end{aligned}\right\} \qquad (13\text{-}54)$$

式中　$\Delta\theta$ 和 $\Delta\omega$——相对于同步旋转坐标系的功率角增量和角速度增量；

　　　$\Delta T_e$——在此扰动下发电机的电磁力矩增量，则相应的复转矩系数为$(K_e+j\mu D_e)$；

　　　$K_e\Delta\theta$——同步转矩；

　　　$D_e\Delta\omega$——阻尼转矩。

当 $\mu$ 接近某个轴系自然扭振频率，设为第 $j$ 个解耦模态，且当 $D_e<0$、$|D_e|>D_j^{(m)}$ 时，系统会发生扭振不稳定。$D_j^{(m)}$ 为第 $j$ 个模态相应的机械阻尼系数。

当发电机转子做稳态小幅振荡时，各量可以用相量来表示

$$\Delta\dot{T}_e=K_e(\mu)\Delta\dot{\theta}+D_e(\mu)\Delta\dot{\omega} \qquad (13\text{-}55)$$

从而有

$$\frac{\Delta\dot{T}_e}{\Delta\dot{\theta}}=K_e(\mu)+j\mu D_e(\mu) \qquad (13\text{-}56)$$

或

$$\frac{\Delta\dot{T}_e}{\Delta\dot{\omega}}=D_e(\mu)-j\frac{1}{\mu}K_e(\mu) \qquad (13\text{-}57)$$

由此可得

$$D_e(\mu)=\text{Re}\left(\frac{\Delta\dot{T}_e}{\Delta\dot{\omega}}\right) \qquad (13\text{-}58)$$

由式（13-58），通过仿真计算，在机组轴系发电机转子上增加一个给定频率的扭矩激励，可在发电机转子上产生该频率的扭振转速，从而可以计算得到机组在此扭振频率的扭振阻尼系数 $D_e$。通过多次计算可以得到机组扭振阻尼系数 $D_e$ 与其扭振频率 $\mu$ 的关系曲线。若在被研究发电机组轴系自然扭振频率 $\omega_j$ 处有

$$D_e(\omega_j)+D_j^{(m)}<0 \tag{13-59}$$

则该发电机组在此自然扭振频率处不稳定，或者说该扭振模态发散。

（三）电磁暂态仿真法

电磁暂态仿真法通过数字积分来求解代表整个研究系统的微分方程（线性和非线性），求出指定扰动后轴系各质段的扭振运动规律。通常采用的计算程序包括 EMTP、PSCAD/EMTDC 等。

EMTP 和 PSCAD/EMTDC 均包含了发电机组轴系的多段弹簧—质量模型，同时，因其为电磁暂态分析软件，可以详尽地模拟电感、电容等电器元件的暂态过程，包含详尽的发电机及其励磁、调速系统模型，从而可以仿真次同步谐振问题。

电磁暂态仿真法特别适用于各种故障操作等大扰动下的暂态分析，但对小干扰次同步稳定性分析效率不高，且由于仿真仅能给出时域波形，每次计算只能得到一个点的结果，难以对规律做出直接分析，对控制策略研究、治理措施选择与优化等难以快速得到调整方向。在计算方式很多时，计算工作量及耗时巨大。

（四）特征根分析法

特征根分析法是计算动态系统中各种固有特征频率及其阻尼，以及对应每个特征频率的特征向量，从而分析动态系统各特征频率的稳定性和振荡型态。次同步谐振分析使用的特征根分析法与电力系统稳定使用的特征根方析法基本相同，均是通过建立系统在平衡工作点的小扰动线性化模型，计算出线性化系统的各个特征根、特征向量及相关因子等信息；但是，如上所述，次同步谐振包含同步频率信号、次同步频率信号、电网中电感与电容之间的振荡、机组轴系各质量块之间的扭转振荡，因此，与电力系统动态稳定与低频振荡计算分析不同，在进行次同步谐振特征根分析时，必须考虑发电机组轴系的弹簧—质量模型，以及电网中电感—电容间的暂态过程，也就是说，必须将电网中的电感电流、电容电压作为状态变量，列出其微分方程，与发电机暂态微分方程、轴系扭振弹簧—质量微分方程一并求解。

对于特征根分析法，首先需要列出描述包括被研究发电机组轴系扭振微分方程、电气系统电磁暂态微分方程、发电机及其励磁系统微分方程，然后将微分方程在系统工作点进行线性化处理，得到线性化微分方程，再将微分方程转换为状态方程的型式，即可得到状态方程的系数矩阵，通过计算系数矩阵的特征根和特征向量即可分析系统的稳定性及各模态的振荡特性。

下面通过发电机组轴系扭振方程及其特征根计算来说明特征根分析法的计算过程。

设所研究的轴系可以等值为含有 $n$ 个质量块的弹簧—质量模型，则可列出轴系扭振运动方程为

$$\boldsymbol{M}\ddot{\boldsymbol{\theta}}+\boldsymbol{D}\dot{\boldsymbol{\theta}}+\boldsymbol{K}\boldsymbol{\theta}=\boldsymbol{T} \tag{13-60}$$

$$\boldsymbol{D}=\begin{bmatrix} D_{11}+D_{12} & -D_{12} & & & & \\ -D_{21} & D_{21}+D_{22}+D_{23} & -D_{23} & & & \\ & \cdots & \cdots & & \cdots & \\ & & -D_{n-1,n-2} & D_{n-1,n-2}+D_{n-1,n-1}+D_{n-1,n} & -D_{n-1,n} \\ & & & -D_{n,n-1} & D_{n,n-1}+D_{n,n} \end{bmatrix} \tag{13-61}$$

$$\boldsymbol{K}=\begin{bmatrix} K_{12} & -K_{12} & & & \\ -K_{21} & K_{21}+K_{23} & -K_{23} & & \\ & \cdots & \cdots & \cdots & \\ & & -K_{n-1,n-2} & K_{n-1,n-2}+K_{n-1,n} & -K_{n-1,n} \\ & & & -K_{n-1,n} & K_{n-1,n} \end{bmatrix} \tag{13-62}$$

式中 $\boldsymbol{M}$——各质段的转动惯量，$\boldsymbol{M}$=diag［$M_1$ $M_2\cdots$ $M_{n-1}$ $M_n$］；

$\boldsymbol{\theta}$——各质段的转角，$\boldsymbol{\theta}$=［$\theta_1$ $\theta_2$ $\cdots\theta_{n-1}$ $\theta_n$］$^T$；

$\boldsymbol{T}$——各质段的外加转矩，$\boldsymbol{T}$=［$T_1$ $T_2\cdots$ $T_{n-1}$ $T_n$］$^T$；

$\boldsymbol{D}$——阻尼矩阵；

$\boldsymbol{K}$——弹性系数矩阵；

$D_{ii}$——第 $i$ 个质量块的自阻尼系数；

$D_{ji}$——第 $i$ 个和第 $j$ 个质量块间的互阻尼系数，且 $D_{ij}=D_{ji}$；

$K_{ij}$——第 $i$ 个和第 $j$ 个质量块间的弹性系数，且 $K_{ij}=K_{ji}$。

考虑上述系数以后，式（13-60）可写出相应状态方程式为

$$\dot{\boldsymbol{X}}=[\boldsymbol{A}]\boldsymbol{X}+[\boldsymbol{B}]\boldsymbol{U} \tag{13-63}$$

式中 $\boldsymbol{X}$——状态变量，$\boldsymbol{X}=[\theta_1,\theta_2,\cdots,\theta_n,\dot{\theta}_1,\dot{\theta}_2,\cdots,\dot{\theta}_n]^T$；

$U$ ——输入向量，$U=[T_1,T_2,\cdots,T_n]^{\mathrm{T}}$；

$A$ ——$2n\times2n$ 阶系数矩阵，$A=\begin{bmatrix}0 & I\\ K/M & D/M\end{bmatrix}$，$I$ 为 $n$ 阶单位矩阵；

$B$——$2n\times2n$ 阶关联矩阵，$B=\begin{bmatrix}0\\ I/M\end{bmatrix}$。

可列出系数矩阵 $A$ 的特征方程为

$$|A-sI|=0 \tag{13-64}$$

特征方程（13-64）的根即系数矩阵 $A$ 的特征根。特征根大都是复数根，以 $s=\sigma\pm j\omega$ 形式成对出现，其中实部的相反数是扭振模态阻尼，虚部为扭振模态角频率，除以 $2\pi$ 即得到扭振模态频率，每对复数特征根就是一个模态。计算结果中，若特征根实部小于 0 则该模态是稳定的，若特征根实部大于 0 则该模态是发散的，若特征根实部为 0 则该模态为临界不稳定。

在进行机网联合系统特征根计算分析时，若考虑机组轴系扭振多段质量—弹簧系统微分方程、电气系统电感—电容微分方程，计算得到的特征根是全系统的特征根，既包括扭振模态，也包括异步自励磁模态，得到特征根计算结果，需要分析判断其为异步自励磁还是机网复合共振。一个简单的方法就是通过频率来判断，当特征根的频率与轴系扭振特征频率十分接近时一般为机网复合共振模态，否则一般为异步自励磁模态。

特征根分析法的优点是计算速度快，可以得到上述大量有用信息，容易进行灵敏度分析，与线性控制理论相结合还可用于设计控制器以抑制次同步谐振；该方法的缺点是求解系统的规模不能太大，没有完全通用的计算分析程序，必须根据具体方案、计算条件进行编程，无法计算大扰动问题。

## 三、参数与运行方式

### （一）扭振方程的模态变换

对于机组轴系扭振问题，若只考虑发电机组轴系，其旋转与扭振运动方程见式（13-60），由于轴系扭振的阻尼很小，在计算分析轴系扭振模型的特征参数时通常可以忽略阻尼，这样得到更加简单的扭振运动方程

$$M\ddot{\theta}+K\theta=T \tag{13-65}$$

式（13-65）中 $M$ 为对角阵，$K$ 为带状对称阵，由此 $M^{-1}K$ 也是带状对称阵，是可以做对角化变换的，即可以找到正交矩阵 $Q$，满足方程

$$M^{-1}KQ=Q\Lambda \tag{13-66}$$

其中 $\Lambda$ 为对角矩阵，由方程的特征根组成；$Q$ 由特征向量组成。若取 $\theta=Qq$，对式（13-66）进行变换，就可以得到轴系扭振运动方程的另一形式

$$M_{\mathrm{m}}\ddot{q}+K_{\mathrm{m}}q=Q^{\mathrm{T}}T \tag{13-67}$$

式中　$T$——外部系统加在轴系各轴段上的转矩组成的列向量；

$M_{\mathrm{m}}$ ——对角矩阵，也称为模态转动惯量矩阵，$M_{\mathrm{m}}=Q^{\mathrm{T}}MQ$；

$K_{\mathrm{m}}$ ——对角矩阵，也称为模态弹性系数矩阵，$K_{m}=Q^{\mathrm{T}}KQ$。

经过上述数学变换，方程（13-65）的 $N$ 阶相互耦合的联立方程组就转换为方程（13-67）中的 $N$ 个相互独立的方程组，其中每个方程描述了一个模态的运动规律。$q$ 矩阵中的每个分量 $q_i$ 的运动规律均是单模态的（即单频率的），$\theta=Qq$ 说明轴系每一质量段的扭振转角 $\theta_j$ 运动规律是系统中不同模态转角运动 $q_i$ 的线性组合，也就是说，每一质量块的扭振转角是该质块不同模态扭振转角的线性叠加。

由方程（13-66）中的第 $i$ 行可得轴系第 $i$ 个扭振模态的运动方程为

$$M_{\mathrm{m}i}\ddot{q}_i+K_{\mathrm{m}i}q_i=Q_i^{\mathrm{T}}T \tag{13-68}$$

通常方程（13-60）中的阻尼矩阵（轴段的自阻尼与轴段间的互阻尼）是难以获得的，而扭振的模态阻尼可以通过试验测量得到，考虑模态阻尼以后，方程（13-68）可以写成

$$M_{\mathrm{m}i}\ddot{q}_i+D_{\mathrm{m}i}\dot{q}_i+K_{\mathrm{m}i}q_i=Q_i^{\mathrm{T}}T \tag{13-69}$$

式（13-68）和式（13-69）中的 $Q_i$ 为 $Q$ 矩阵的第 $i$ 列列向量，方程两边同除以 $M_{\mathrm{m}i}$ 可得到如下方程

$$\ddot{q}_i+2\sigma_i\dot{q}_i+\omega_i^2q_i=Q_i^{\mathrm{T}}T/M_{\mathrm{m}i} \tag{13-70}$$

式中　$\omega_i$ ——无阻尼模态角频率，$\omega_i=\sqrt{K_{\mathrm{m}i}/M_{\mathrm{m}i}}$；

$\sigma_i$ ——模态阻尼，$\sigma_i=\zeta_i\omega_i$；

$\zeta_i$ ——阻尼比，$\zeta_i=\dfrac{D_{\mathrm{m}i}}{2\omega_iM_{\mathrm{m}i}}=\dfrac{D_{\mathrm{m}i}}{2\sqrt{K_{\mathrm{m}i}M_{\mathrm{m}i}}}$，即 $D_{\mathrm{m}i}=2\zeta_i\omega_iM_{\mathrm{m}i}=2\zeta_i\sqrt{K_{\mathrm{m}i}M_{\mathrm{m}i}}$。

对于给定的外部激励 $T$，可以通过求解方程式（13-70）得到 $q_i$ 的解。

在获得机组轴系等值多质块质量—弹簧模型及其参数以后，就可以得到轴系的 $M$ 和 $K$ 矩阵，从而获得 $M^{-1}K$ 矩阵，通过计算该矩阵的特征根和特征向量即可获得轴系等值多质块质量—弹簧模型的自然扭振频率（$\Lambda$）及其振型（$Q$）。

### （二）模型与参数

机网复合共振和异步自励磁实际上是一种小扰动稳定问题，且系统中除了工频分量外还包含次同步频率分量，还需要考虑网络的电磁暂态；暂态扭矩放大是一种轴系扭振问题（类似于机网复合共振问题），同时还是一种暂态问题。在进行次同步谐振计算分析时，原则上可采用电力系统稳定计算时所使用的模型与参数，但有如下七点需要注意。

（1）使用频率扫描法分析次同步谐振问题时，仅考虑电气系统而无须考虑轴系模型，被研究发电机采用异步机模型及其参数，其他发电机可作为次暂态电抗后工频电压源考虑；其中异步机模型与参数（尤其是转子电阻参数）的准确性对分析的结果影响较大，需要重点关注。

（2）研究机网复合共振和暂态扭矩放大问题时必须考虑被研究发电机组的轴系等值多段质量—弹簧模型及其参数。

（3）轴系多段质量—弹簧模型及其参数可从设备厂家获得设计参数，等值需要保证次同步频率模态的等值精度，机械阻尼参数可以采用实测参数，规划设计时可采用同型机组的实测参数。

（4）仿真及特征根计算分析时，发电机可采用同步机 park 方程模型，参数采用同步机参数，同时应关注其计算次同步频率的同步扭矩和异步扭矩的准确性，尤其是被研究发电机轴系各自然扭振频率附近的同步扭矩与异步扭矩的准确性，必要时需要做灵敏度分析。

（5）快速励磁系统宜按实际情况考虑，初步计算分析时也可以先忽略励磁系统，即按定电压励磁考虑。

（6）研究系统中的串联补偿，在做小扰动计算分析时可按理想电容考虑，在做暂态扭矩计算分析时需较详细地模拟串联补偿装置，包括 MOV、间隙等保护设备及其控制。

（7）外系统等值可按照短路电流等值考虑，但应考虑次同步频率模态的等值准确度，距离研究系统较近的串联补偿线路宜保留。

### （三）系统运行方式与扰动

由于机网复合共振和异步自励磁是一种小扰动稳定问题，且这种稳定问题是在参数耦合时发生的，难以用一种方式的稳定性简单直观地推断另一种方式的稳定性，因此，在风险评估时不仅需要计算分析各种正常方式、检修方式条件下的稳定，而且还需要计算分析上述方式的 $N$–1 故障后方式的稳定性，只有正常方式（包括检修方式）稳定，且 $N$–1 故障后方式稳定，才能满足 $N$–1 原则。

由于机组的扭振阻尼随负荷变化而变化，一般来说，机组负荷越轻，其机械扭振阻尼越小，而电气扭振阻尼随负荷变化不大，因此，在机网复合共振计算分析时，需重点研究机组最小负荷的工况，同时也要研究机组启动并网或滑停时的空载工况，对于同一个电厂，通常考虑 1～2 台机组空载，必要时可只考虑 1 台机组空载的工况。

暂态扭矩放大是一个暂态问题，存在发生的概率问题，风险评估需要考虑这种概率因素，因此，其计算方式可重点分析正常方式和单一故障。检修方式、严重或复杂故障可以适当降低标准。机组不同出力对暂态扭矩大小的影响较大，故障类型、故障地点、故障发生时刻与持续时间等因素也对暂态扭矩的大小影响较大，因此，在计算最大暂态扭矩及其引起的扭振疲劳寿命损耗时需要考虑这些因素的变化。

## 四、预防抑制措施及其选择

### （一）主要实用措施

自 20 世纪 70 年代 Mohave 电厂次同步谐振事故后，国外对防治次同步谐振的技术进行了长期研究，提出了各种各样的预防抑制措施，其中部分已在实际工程中成功应用。国内自 1980 年开始了长期的跟踪研究，尤其是近十多年来，实际工程面临和发生的次同步谐振问题，极大地推进了相关的研究与工程实践。下面简要介绍四种有效实用的预防抑制措施。

1. 阻塞滤波器

阻塞滤波器（BF）是一种安装在电厂的、针对机组的次同步谐振预防措施，是解决机组次同步谐振最直接有效的措施，投资相对较高。阻塞滤波器电路原理如图 13-11 所示。阻塞滤波器安装在机组接入电网的线路上，用于阻塞机组轴系次同步特征频率的工频补频率电流流入发电机，从而避免发生次同步谐振。为了降低阻塞滤波器设备的绝缘水平，通常将阻塞滤波器安装在主变压器高压绕组的低压侧。

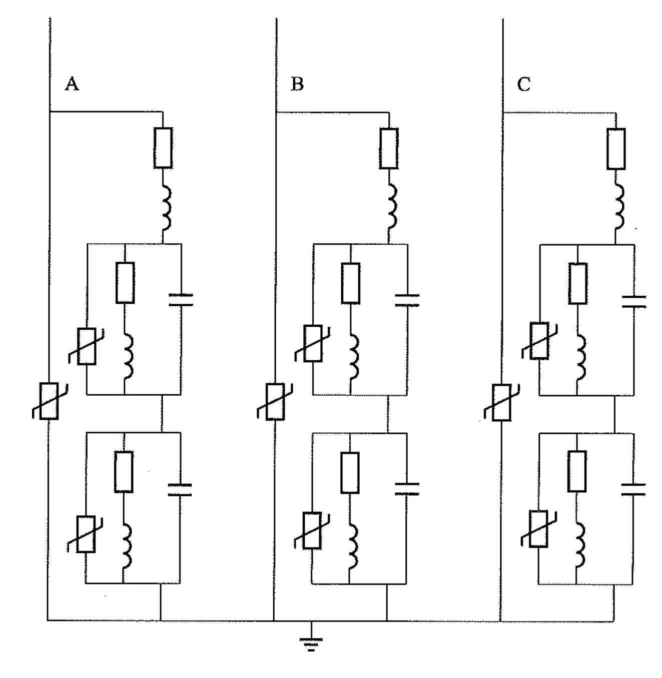



图 13-11　阻塞滤波器电路原理图

阻塞滤波器由多个 LC 并联谐振回路串联组成，每个 LC 并联谐振回路为一阶，针对一个发电机轴系自然扭振频率，并在对应的工频补频率处呈现出大阻抗，从而阻塞该轴系特征频率所对应的电流，以预防此模态的机网复合共振并减轻暂态扭矩放大的程度。

为了限制电网故障时电容器上的过电压需在每阶滤波器上加装金属氧化物变阻器（MOV）。

2. 可控串联补偿

可控串联补偿也称晶闸管控制串联电容（TCSC），属于柔性交流输电设备，它通过改变晶闸管 SCR 的触发角改变流过电感 L 的电流，从而改变整个回路的等值阻抗，控制调节流过电容或电抗中的电流、电容器电压等物理量，实现不同的控制功能，晶闸管控制的串联补偿系统示意图如图 13-12 所示。为了降低总体投资，通常采用部分固定串联补偿加部分可控串联补偿的方案。

当控制策略合适时可控串联补偿可抑制次同步谐振，属于在电网侧实施的预防抑制次同步谐振的措施，可通过降低固定串联补偿的补偿度、系统故障后实现电容器快速放电等方式降低暂态扭矩放大程度。在固定串联补偿上再增加部分可控串联补偿可在不恶化次同步谐振问题的情况下提高线路串联补偿度和输电能力。可控串联补偿预防抑制次同步谐振的效果与能力主要决定于控制策略与参数，且控制器需根据系统变化修改或调整，设计与实现难度较高，参数整定不合理还可能引发次同步谐振或次同步振荡问题。

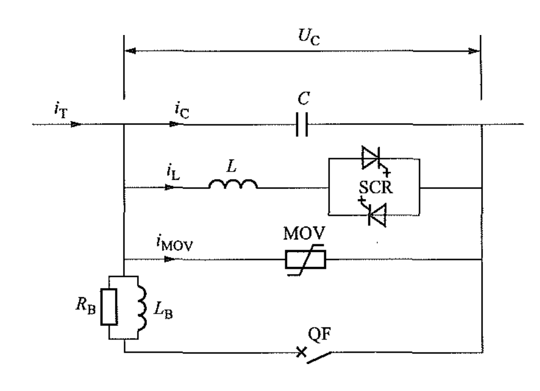



图 13-12　晶闸管控制的串联补偿系统示意图

3. 动态稳定器

动态稳定器（DS）是并接在机端或者电厂母线上的一种可控装置，通过负反馈的控制向发电机提供次同步和超同步电流，在发电机转子上产生次同步频率的扭矩，实现对次同步扭振的阻尼和抑制。DS 通常测量机组轴系转速，检测次同步扭振转速，经过信号调理、放大、移相后实施对可控装置的控制。由于在机组轴系上测量到的转速信号包含较次同步扭振信号幅值大得多的工频特征噪声，检测次同步频率信号需要延时较大的带通滤波，因此，这种控制只能按模态分别进行窄幅带通滤波、放大、移相，然后多模态叠加，最后实施控制。DS 如果安装在发电机机端一般按机配置，若安装在电厂母线可以多机共享配置，DS 可以根据需要来设计和选择可控装置的容量以达到需要的效果，可以较有效地预防抑制机网复合共振，但对暂态扭矩放大的作用很小，投资相对较高。

DS 中的可控装置可以是相控电抗器或静止无功补偿设备（SVC），也可以是新型静止无功补偿器（SVG）等设备。由于根据其检测到的次同步频率信号进行控制，因此其工频输出基本保持不变。

图 13-13 为相控电抗器型式的动态稳定器接线示意图，在工程应用中，还需要连接适当的滤波器以消除特征谐波。国内已用于抑制机组次同步谐振，调试与运行表明，其响应速度快，抑制能力强，但需配置电力滤波器，占地较多。

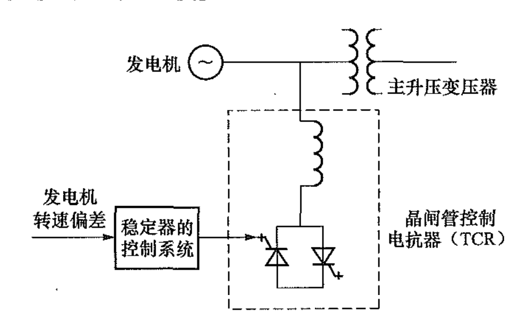



图 13-13　动态稳定器接线示意图

SVG 的简化原理接线如图 13-14 所示。GTO 管子 1～6 分别和二极管 1′～6′反向并联，连接成三相六脉冲逆变器。适当控制桥臂 1～6 的通断，可以把电容 C 上的直流电压转换成三相交流电压，控制电容 C 上的电压幅值即控制逆变器的输出电压，可改变 SVG 的运行工况为容性负荷、感性负荷或零负荷工况。当直流侧连接充电电池时，调节逆变器输出电压与交流系统电压之间的相位移还可控制逆变器与交流系统之间的有功功率交换。

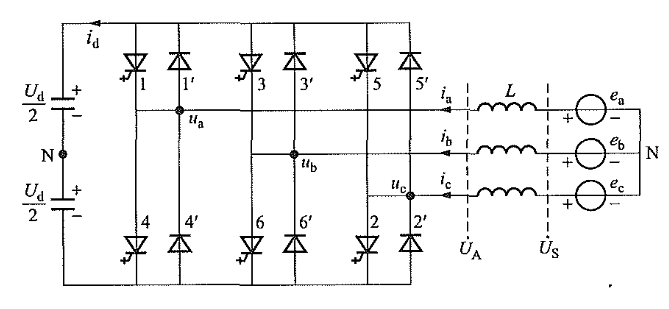



图 13-14　SVG 的简化原理接线图

SVG 使用可关断器件，近年来发展迅速，已成功应用于整流、变频等多个领域，是一种 FACTS 设备，具有波形调制能力强、响应速度快的特点；配以适当的控制策略，具有较强的抑制次同步谐振的能力，与 SVC 相比在输出特性、损耗和占地等方面具有一定优势，但 SVG 的控制相对复杂，使用设备元件数量大，可靠性略差。

SVG 抑制次同步谐振的方法可以采用在原有工频无功控制上附加次同步反馈通道，通过依据检测到的机组轴系扭振信号控制 SVG 产生次同步和超同步

电流注入发电机，使发电机产生次同步频率的扭矩，阻尼抑制次同步谐振；另一种方法是设置独立的次同步阻尼控制器（subsynchronous damping controller，SSDC），并采用“扭振模态互补频率电流补偿”的方法来实现次同步谐振阻尼控制。

4. 附加励磁阻尼控制

附加励磁阻尼控制（SEDC）通过测量发电机组转速，采用带通滤波的方法取得次同步扭振转速，对之作适当处理（例如放大和相位补偿），产生一个控制信号，作为励磁系统的附加控制信号，最终使发电机的电磁力矩中产生一个阻尼次同步振荡的电气阻尼力矩，达到抑制次同步谐振的目的。SEDC 与电力系统稳定器（PSS）类似，只是其针对的是次同步频率信号，频率相对较高，需要励磁系统输出较高的次同步频率电压，产生次同步频率电流方能有效。

SEDC 最早在 1975 年提出和使用。这种控制器已经在美国纳瓦约电厂投运，在国内也有实际应用，能有效提高小扰动时的扭振阻尼。它对多个不同频率的扭振信号进行分别处理，然后叠加合并后加入励磁控制系统，增加多模态的扭振阻尼。

该措施按机组配置，可以较有效地增加小扰动时次同步扭振阻尼，投资相对较低，但因它在本来通过直流电流的励磁系统中增加数十赫兹的交流信号，受励磁电抗限制，在系统故障后扭振幅度相对较大时往往因励磁系统输出越限而失效，同时，对暂态扭矩放大的作用也十分有限。

（二）措施选择的主要原则

对于可能存在次同步谐振问题的电厂，首先进行电厂次同步谐振问题的风险评估，包括感应发电机效应（IGE）、机网复合共振（TI）和暂态扭矩放大（TA）均需进行评估。然后根据次同步谐振风险评估的结果，结合不同次同步谐振治理措施的特点，按以下原则有针对性地选择解决方案。

（1）BF、TCSC、DS、SEDC、TSR（无主动措施）五种措施，从预防抑制次同步谐振的效果上说是从强到弱的，其投资也是从高到低，适宜应用场合是综合串联补偿度从高到低，次同步谐振问题从严重到不严重。选择次同步谐振解决方案时应考虑经济合理的原则。

（2）对于只有极少数方式存在次同步谐振问题，可采取限制运行方式的措施。

（3）对于机网复合共振问题不突出，且负阻尼不大的系统，或者正常方式无次同步谐振问题，只有 $N$–1 甚至 $N$–2 时才有次同步谐振问题的系统，可考虑采用 SEDC 措施。

（4）对于正常及 $N$–1 方式存在机网复合共振问题，但暂态扭矩放大风险可以接受的系统，可优先考虑 DS 方案。

（5）对于正常及 $N$–1 方式存在机网复合共振问题，并且还存在严重的暂态扭矩问题，应优先研究选择 BF 方案；若此时系统输电方案尚未完全确定，电网与电厂关系可协调，也可研究采用 TCSC 方案。

对于可能存在次同步谐振问题的电厂，应及早开展相关的研究，最好在设备选型、轴系设计时就提出明确具体的要求，以降低次同步谐振的严重程度，降低预防抑制难度。例如，可以选用设有极面阻尼绕组的发电机，降低转子电阻和发生异步自励磁的风险，可以针对规划的输电系统选择或者优化设计轴系，调整轴系设计方案，降低机网复合共振和暂态扭矩放大的严重程度。

轴系扭振保护（TSR）是连续监视机组轴系扭振，当轴系扭振发散或者达到一定幅度且疲劳损耗达到定值时能够提供跳闸命令的保护装置。TSR 是发电机组的后备措施和最后一道防线，不是次同步谐振预防或抑制措施，在存在次同步谐振风险的机组上应该安装这种保护以保证设备的安全。

异步自励磁保护是测量发电机定子电流，分离监视次同步电流分量，当次同步电流发散或者幅值达到定值时给出跳闸命令的保护装置，对于存在异步自励磁风险的发电机应配置异步自励磁保护作为设备保安措施。

表 13-11 为常用次同步谐振解决方案在适应性、措施性质、投资等方面的综合比较。

**表 13-11 常用次同步谐振解决方案综合比较**

| 方案 | 抑制效果 | | | 措施性质 | 投资 | 其他问题与难点 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | TI | IGE | TA | | | |
| BF | 有效 | 有效 | 有效 | 预防 | 大 | 参数设计难度大 |
| TCSC | 有效 | 有效 | 有效 | 抑制/预防 | 大 | 检测、控制、参数设计均困难 |
| DS | 有效 | 无效 | 无效 | 抑制 | 较大 | |
| SEDC | 有效 | 无效 | 无效 | 抑制 | 小 | 能力有限 |
| TSR | 无效 | 无效 | 无效 | TI 保安 | 小 | |

需要说明的是，BF 设计预防 TI 和 TA 时可能产生 IGE 问题，实际上输电系统串联补偿度较高时也可能产生 IGE 问题，BF 也可以针对 IGE 问题设计选择参数来预防异步自励磁，为此可视 TI 问题和 IGE 问题的严重程度综合考虑 BF 采用的总阶数。

从投资上看，TCSC≈BF＞DS＞＞SEDC，当然，这些措施的投资与容量、系统复杂程度等因素关系密切，这里只是一个大致的比较，具体还需要根据工程实际情况进行比较和选择。

（三）解决方案的可行性研究

次同步谐振预防抑制措施的可行性通常也是通过

次同步谐振风险评估的方法来研究的。首先对被研究机组及系统的次同步谐振风险进行评估，确认是否需要采取措施，然后依据上述原则初步选择一种或者几种预防抑制措施，考虑这些措施后再对被研究机组及其系统的次同步谐振风险进行评估，调整优化措施的规模或者控制策略，直到找到一个或者几个有效的措施，并确认其规模与初步投资，最后经过技术经济比较确定经济有效的可行措施。

针对上述几个较实用有效的措施，在考虑这些措施进行风险评估时需要重点关注的内容简要说明如下。

对于阻塞滤波器方案，搜索有效预防次同步谐振的阻塞滤波器参数是最为关键的工作，然后是设备规模和初步的投资估算；阻塞滤波器在预防机网复合共振、缓解暂态扭矩放大时，可能引起异步自励磁问题，需要精准设计阻塞滤波器的参数，以期预防机网复合共振、将暂态扭矩限制在可以接受的水平，同时还要避免异步自励磁，对于难以解决的 IGE 问题还可以增加预防 IGE 的专用阶来解决。在此过程中，发电机参数，尤其是电阻参数的准确性是设计合理参数的基础。

对于可控串联补偿方案，一些文献介绍其可以有效地预防次同步谐振，有些文献认为可控串联补偿对次同步谐振是“免疫”的，但可控串联补偿这种“免疫”功能完全依赖于有效的控制策略，国内目前尚无特别成功的工程案例。同时，这一方案还需要协调好电网与电厂之间的关系。在进行措施研究时，只要将可控串联补偿的详细模型与控制策略如实模拟即可，或者可以通过仿真分析，找到有效的控制策略，确定合适的可控与固定串联补偿的规模和比例，确认一个有效的方案，并能够提出初步的投资估算。

对于动态稳定装置（DS）方案，实际上是一种负反馈控制装置，无论是静止无功补偿型式、新型静止无功补偿器型式，还是其他型式，都可以通过如实仿真研究确定有效的措施方案、规模，并据此估计初步投资。

对于附加励磁阻尼控制器，同样也是一种负反馈控制，它类似于电力系统稳定器（PSS），PSS 针对的是机组转子低频振荡，即轴系扭振的模态 0（各段转子完全同步，即刚体转子），而 SEDC 针对的是轴系扭振的模态 1、模态 2 等所有或者部分低于工频的次同步频率模态，频率相对较高，对转子回路效果较差。在进行 SEDC 有效性计算分析时，自然需要详细模拟 SEDC，还应详细考虑励磁系统的模型，并关注其参数的准确性。

还有一种特殊的措施，就是限制运行方式，这一措施在完成全面、完整的次同步谐振风险评估以后经分析确定，在只有少量不太经常出现的运行方式下才存在次同步谐振风险的系统可以考虑采用。

# 第五节　次同步振荡

## 一、产生与危害

### （一）次同步振荡的概念

1977 年前尚没有正式的次同步振荡的概念，但对轴系扭振、因串联补偿引起的次同步谐振概念逐步规范和统一。1977 年，美国 Square Butte 电厂在其高压直流输电系统调试时出现了持续的轴系扭振，将附近的串联补偿电容旁路后扭振仍然存在，说明这一扭振并不是串联电容引起的，后来的研究表明，扭振是由高压直流的整流阀及其控制引起的。进一步研究发现，静止无功补偿（SVC）、电力系统稳定器（PSS）等快速控制装置，在一定条件下均可能激发发电机组的轴系扭振，进而提出了次同步振荡的概念，有时统称这类因电力系统中快速控制装置引起的次同步振荡为“装置引起的次同步振荡”，或者“装置型次同步振荡”。

国际电气电子工程师协会（IEEE）成立次同步谐振工作组，于 1985 年正式提出了次同步振荡的定义：次同步振荡（SSO）是一种电力系统受到扰动后，涡轮发电机与电气网络之间以低于工频的某个或几个特征频率的能量交换，这些特征频率是包含发电机组轴系、发电机及其接入电网相关的联合系统的特征频率。次同步振荡不包括转子作为刚体的低频振荡。

由次同步振荡的定义可以看出，严格地说次同步振荡应该包括次同步谐振，但鉴于以下原因，仍将串联补偿引起的次同步振荡称为次同步谐振。首先，定义次同步振荡时次同步谐振已有了明确的定义和共识，其次，因串联补偿引起的次同步振荡确实在电气系统中存在谐振。由于低频振荡的概念很早就有了共识，而且，尽管低频振荡是机组轴系模态 0 的次同步振荡，但其分析方法和手段与次同步振荡完全不同，因此，在次同步振荡定义中明确指出不包括低频振荡。

### （二）装置型次同步振荡及其危害

高压直流输电的整流换流阀及其控制系统在定功率或者定电流控制时容易引起其接入电网附近的汽轮发电机组轴系产生次同步振荡，这可以用图 13-15 所示的轴系扭振与直流的调节控制过程来说明。



图 13-15　高压直流引发次同步振荡示意图

若与整流站紧密耦合的发电机上有微小转子机械扰动 $\Delta\theta=A\sin\omega_U t$，则将引起机端电压、整流站交流母线电压 $U\angle\theta_U$ 的幅值 $U$ 和相位 $\theta_U$ 发生变化，换相电压相位的变化 $\Delta\theta_U$ 会使整流站的实际触发角 $\alpha$ 和预期触发角 $\alpha_0$ 间有同样大小的偏移。触发角的改变以及换相电压幅值的变化 $\Delta U$ 都会引起直流母线电压 $U_d$ 的摄动；而 $U_d$ 的摄动会引起直流电流 $I_d$ 的变化。HVDC 的定电流控制器会迅速对 $I_d$ 的变化做出响应，并实施相应的调整，以防止 $I_d$ 变化，由于最终不可能完全消除 $\Delta I_d$，从而产生发电机电磁力矩的摄动 $\Delta T_e$。如果发电机转速偏移量 $\Delta\omega$ 与电气转矩变化量 $\Delta T_e$ 之间的相角差超过 90°，则 $\Delta T_e$ 会助增初始扰动，即出现负阻尼，一旦该负阻尼超过发电机组轴系所提供的机械阻尼，就会出现高压直流控制系统引起的轴系扭振不稳定，而机组轴系扭振的阻尼是非线性变化的，其大小随着其扭振幅度的增加而增加，随着机组负荷的降低而降低，因此，直流输电引起的机组轴系扭振往往是持续的等幅振荡。

其他快速控制装置，包括静止无功补偿装置（SVC）、电力系统稳定器（PSS）、变频装置、快速的调速系统等，也可能引起发电机组轴系扭振，其引发的实质与上述直流输电及其控制系统类似，都是由直接的或间接的正反馈造成的。

SSO 问题通常是由装置及其控制系统引起的，包含装置及其控制系统、电力网络、发电机及其调节控制系统、发电机组轴系及其调节控制系统、电力负荷等子系统组成的复杂系统中低于工频的特征频率的稳定问题，其失稳往往和轴系与装置间耦合紧密程度（引起间接的正反馈）、控制系统响应速度、放大倍数等因素相关；而次同步谐振则是发电机组轴系、发电机、电力网络等组成的复杂系统，在轴系次同步特征频率主导的复杂系统特征频率和串联补偿引起的电气特征频率主导的复杂系统特征频率的稳定问题，其失稳往往与轴系及电气系统参数配合密切相关。

综上所述，装置型次同步振荡问题本质上属于机电扭振相互作用，因此，这种次同步振荡主要危害发电机组的轴系安全，当扭振发生并长期存在时将造成发电机组切机或者大轴损坏。当然，次同步振荡发生时也将在电气系统中产生次同步电流，造成电网电流的严重畸变，可能引起继电保护误动和计量设备误差，甚至还可能造成电气系统中部分回路的谐振与设备的损坏。

（三）风电机组的次同步振荡及其危害

2009 年 9 月，美国德克萨斯州 ERCOT 地区的 345kV 输电系统中，由于切除故障线路导致输电系统综合串联补偿度提高，采用双馈风机的风电场送出线路上出现次同步电流，并造成大量风机的撬棒电路（Crowbar）损坏和风机脱网。2012 年底，我国华北电网张家口沽源 500kV 串联补偿站附近的风电汇集系统中出现 6～8Hz 的振荡电流，导致风机大面积脱网。这些事故引发了国内外学者对风电次同步振荡问题的探讨。

近年来，有关风电引起次同步振荡的研究与文献很多，还有些文献对风电机组的次同步谐振进行不同的分类，例如，输电系统中串联补偿引发风电机组的异步自励磁（IGE）；风电机组及其控制器与输电系统串联补偿之间相互作用引发次同步电流的次同步振荡，称为次同步控制相互作用（SSCI）；风电机组轴系与 HVDC 之间（或者其他快速控制装置之间）的相互作用引发风机轴系的次同步振荡，称为次同步扭振相互作用（SSTI）。也有些文献对风机 SSTI 造成轴系、齿轮的应力与疲劳进行分析，但实际上，因为风机的轴系短，扭振特征频率低，尚未见到因 SSTI 引起风机轴系及其传动齿轮损坏的报道。

风电机组，无论是异步机还是双馈电机，当采用串联补偿输电时，理论上存在发生 IGE 的可能性。一方面，由于风机的设计滑差运行范围大，转子电阻相对较大，应该说更容易发生异步自励磁；另一方面，因为风机的单机容量较小，对单台风机来说，感受到的综合串联补偿度很低，异步自励磁的特征频率很低，对应的滑差很大，又不太容易发生异步自励磁。大规模风电场等值后的情况就十分复杂，在一定条件下完全可能发生异步自励磁。

至于双馈电机与串联补偿输电之间发生的 SSCI，如果将双馈电机定子、转子回路及其控制系统看作是一个整体，或者将其看作是转子回路参数可变的异步电机，那么，SSCI 同样是发电机在电气系统串联谐振频率主导的复杂系统特征频率上的自励振荡，本质上仍然是一种 IGE。

风电机组因串联补偿输电引起的 IGE 或者 SSCI 产生的主要危害是造成风电机组及其相关设备与元件损坏，造成大批风机脱网，当然，也引起电网中较大的次同步电流，严重时也会造成串接设备的过负荷与发热、变压器磁路饱和与噪声，电网电流波形畸变及其负面影响。

2015 年 7 月，新疆哈密直流输电工程附近的多个外送火电厂 600MW 级火电机组发生轴系扭振保护启动及跳机事件，经过录波数据分析，距离机组较远的风电送出线路上存在次同步电流，而直流换流站并没提供次同步电流，表明此火电机组次同步振荡是由风电引起的，从火电机组轴系扭振保护动作的现象看，这种次同步振荡仍然是火电机组轴系的次同步振荡，尽管具体引发原因有待分析研究，但初步分析有如下三种可能：一是风电机组及其控制系统（尤其是双馈

电机的转子回路控制、直驱风机的换流阀控制）引发，这实际上可以归结为装置型次同步振荡；二是风机在火电机组轴系扭振特征频率的工频补频率附近发生异步自励磁，给电网及火电机组注入次同步频率电流，引发火电机组的轴系扭振；三是风机在特定的风速与转速下给电网及火电机组注入次同步电流，引发轴系扭振。

新疆哈密出现的次同步振荡问题不仅可能给风电机组造成危害、脱网，还给电网中火电机组的轴系安全带来威胁。

## 二、主要分析方法及抑制措施

### （一）主要分析方法

以工程实用的观点，可以把目前使用的 SSO 问题分析方法分为两大类：一类是用于分析电力系统是否会发生 SSO 以及哪些机组会发生 SSO。这类方法可以从众多的发电机组中筛选出可能存在 SSO 问题的机组，因此称为“筛选法”。这类方法的典型代表是“机组作用系数法”，与串联补偿有关的次同步振荡还可以使用频率扫描法。此类方法具有如下特点：所需要的原始数据较少，不需要发电机组的轴系参数；计算方法简单，物理概念明确；所得结果是近似的，可以作为进一步精确分析的基础。

另一类方法可以比较精确和定量地研究次同步振荡的详细特性。这类方法有复转矩系数法、特征根法、电磁暂态仿真法和数字物理混合仿真法。这类方法均需要较详细模型及其准确的参数，甚至需要实际设备样机。

1. 机组作用系数法

机组作用系数（unit interaction factor，UIF）是 IEC 60919-3 标准推荐的一种用来表征发电机组与直流输电系统相互作用强弱的特性参量。直流输电整流站与第 $g$ 台发电机组之间相互作用的程度可表示为

$$UIF = \frac{S_{\mathrm{HVDC}}}{S_{\mathrm{g}}}\left(1-\frac{SC_{\mathrm{g}}}{SC_{\mathrm{Tot}}}\right)^2 \qquad (13\text{-}71)$$

式中　$S_{\mathrm{HVDC}}$——直流系统的额定容量，MW；

$S_{\mathrm{g}}$——发电机的额定容量，MV·A；

$SC_{\mathrm{Tot}}$、$SC_{\mathrm{g}}$——含有和不含待研究发电机时直流换流站交流母线的三相短路容量，可由电力系统常规的短路电流计算得到。

美国电科院通过研究提出，UIF 可作为 HVDC 输电系统 SSO 的一种筛选分析方法，即 UIF 分析方法，其判别准则表述为：若 $UIF<0.1$，则可认为第 $g$ 台发电机组与直流输电系统之间没有明显的相互作用，不需要对 SSO 问题作做一步的研究；反之，则该发电机组与直流输电系统之间可能存在 SSO 问题，需要采用其他方法（如电磁暂态法、特征根法等）进一步详细研究。

值得指出的是，用来计算机组作用系数的公式只适用于连接于同一母线上的发电机组各不相同的情况，此时，各发电机组具有不同的固有扭振频率，一台发电机组上的扭振不对另一台发电机组的扭振产生作用。但如果连接于同一母线上的几台发电机组是相同的，则在扭振激励作用下，几台发电机组将有相同的扭振响应，它们便不再是独立的了。因此在分析扭振相互作用时，须将这几台相同的发电机组用一台等值机组来处理，该等值机组的容量就等于这几台发电机组容量之和，然后再用上述公式来计算该等值机组的 $UIF$。

另外，当系统含有两条及以上直流输电线路时，所有的直流子系统将同时作用于待研究发电机，因此判断系统的 SSO 问题应该计及所有换流站的作用。由式（13-71）可知，$UIF$ 是基于发电机额定容量以及直流输电系统输送功率提出的指标，当系统中存在两条直流线路分担功率输送任务时，若直流子系统 1 用 HVDC1 表示，直流子系统 2 用 HVDC2 表示，可以考虑定义综合机组作用系数 $CUIF$ 来表示两个直流系统与发电机之间的综合作用，其表达式为

$$CUIF = UIF1 + UIF2 \qquad (13\text{-}72)$$

机组作用系数法完全没有考虑机组轴系的影响，事实上，在相同的位置分别连接不同轴系的机组时，即使其发电机完全相同，发生 SSO 及其严重程度可能是完全不同的，因此，该方法只能作为近似的初步筛选方法。

2. 数字物理混合仿真法

在分析装置型 SSO 问题时，还经常用到数字物理混合仿真法，鉴于有些设备厂家不能或者因故不能提供其设备的详细数学模型及参数，但可以提供设备样机，此时可以使用数字物理混合仿真的方法进行研究。

在混合仿真系统中，难以获得准确模型与参数但可以获得样机的部分直接使用样机，其他部分用实时数字仿真系统进行模拟，将数字仿真中需要与装置连接的信号通过数模变换、功率放大后与装置相连，组成物理与数字混合的仿真系统，然后进行仿真研究。例如，直流输电引起的 SSO 问题，可以采用直流控制器利用物理样机，将直流阀、避雷器、平波电抗器、滤波器、输电线路、交流系统等系统利用实时数字仿真的系统仿真法。

数字物理混合仿真法不仅需要实际样机，还需要实时数字仿真系统，对研究手段与条件要求较高。

3. 其他详细分析方法与问题

其他详细分析方法包括特征根分析法、复转矩系数法和电磁暂态仿真法，关于各方法的详细说明见本

章第四节。上述方法应用在HVDC引发火电机组SSO问题和风电相关的SSO问题分析时有以下四点需要注意。

（1）关于大规模风电场的近似等值。火电厂中发电机台数有限，在分析SSO时可以建立详细的模型，但风电场中风电机组较多，受仿真规模限制，难以对每台风电机组均进行详细建模。因此，采用容量加权单机等值法，使用一台或几台等值风电机组对整个风电场进行等值，参数计算方法为

$$\left.\begin{aligned} &\rho_i = S_i / S_{eq},\ S_{eq} = \sum_{i=1}^{n} S_i \\ &Z_{eq} = \sum_{i=1}^{n} Z_i \rho_i,\ H_{eq} = \sum_{i=1}^{n} H_i \end{aligned}\right\} \tag{13-73}$$

式中 $n$——风电场中被等值风机台数；

$i$——第 $i$ 台风机参数；

$S_{eq}$、$Z_{eq}$、$H_{eq}$——等值风机参数；

$\rho$——容量权重比；

$S$——机组额定功率；

$Z$——风机所有阻抗参数，包括定子阻抗、转子阻抗、励磁电抗；

$H$——风机转动惯量。

（2）关于HVDC的小扰动计算模型。目前，HVDC的特征根计算模型广泛采用换流器的基频稳态模型，对于直流线路则采用相应的暂态模型。由于换流器基频稳态模型只是针对基波量的一个平均值模型，没有考虑系统的拓扑结构变化与晶闸管开关的动态性能，在分析SSO时，这种模型是否适用仍存在一定争议。

（3）关于复数转矩系数法。基于HVDC系统的复杂的动态特性，一般采用电磁暂态仿真法实现复转矩系数法在HVDC系统上的应用，这种方法也称作测试信号法。具体做法是：当仿真系统稳定运行后，在发电机转子上施加一个含有一串次同步频率成分的小幅值脉动转矩扰动，将发电机电磁转矩 $\Delta T_e$ 和角速度的响应 $\Delta\omega_G$ 作为仿真测试信号，然后对仿真测试信号分别进行FFT变换，得到电气阻尼系数 $D_e(j\omega)$，得到的轴系扭振固有频率对应的电气阻尼系数与轴系的模态机械阻尼进行比对，判断该模态的稳定性。

（4）关于电磁暂态仿真法。对于含HVDC的输电系统，在进行详细的电磁暂态仿真计算时，计算步长取值要小一些，以适应电力电子器件的开关及其快速响应过程。

## （二）抑制措施

### 1. 高压直流附加次同步阻尼控制器

在Square Butte直流输电工程调试中发现SSO现象之后，美国电科院（EPRI）立项（EPRI EL-2708）开展研究，提出了一种附加次同步阻尼控制器（SSDC），可以为所有SSO模态提供合适的正阻尼。

EPRI项目关于SSDC的研究成果，在国际上有较大影响。EPRI报告中对SSDC环节提出以下基本要求：SSDC环节在任一系统运行方式和HVDC控制方式下为附近的汽轮发电机提供足够正阻尼；SSDC环节需要有一定的增益和相位裕度，不会对直流控制系统正常的定功率控制或定电流控制等有显著的不利影响；SSDC环节不会恶化直流系统的暂态响应特性，以免影响严重系统扰动的恢复；SSDC环节尽量减少产生特征和非特征谐波；SSDC环节的输入信号为直流站能够就地方便获取的信号。

（1）SSDC的基本原理。SSDC与整流侧定电流控制、轴系机械系统和电气系统的关系如图13-16所示。

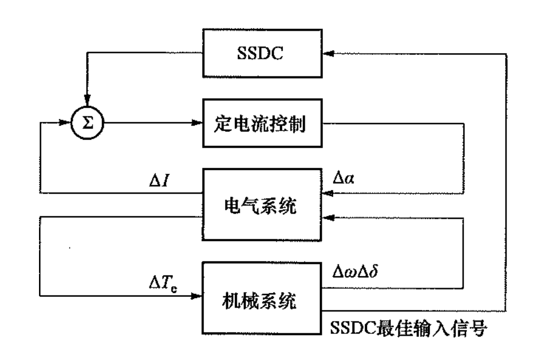



图13-16 SSDC与其他系统的关系

SSDC的基本原理与PSS抑制低频振荡原理相似。以发电机转速偏差或其他能够反映轴系扭振的信号为输入信号，经放大和超前—滞后校正环节，适当调整相位关系，输出信号经过定电流控制回路提供一个附加的电磁转矩 $\Delta T_e'$，使其与 $\Delta T_e$ 的合成相量与 $\Delta\omega$ 的相角差在90°范围内，系统将获得一个正阻尼转矩，从而起到抑制SSO的作用，其控制结构原理示意如图13-17所示。

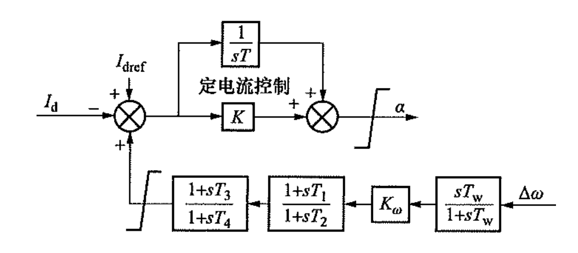



图13-17 SSDC控制原理示意图

（2）SSDC输入信号的选择。SSDC输入信号可以是受影响汽轮发电机的转速（频率），但是由于整流站与相关发电厂有一定距离，为整流站直接提供发电机转速（频率）信号需要远距离通信和遥调，且最主要的是检测到的机组转速信号通常包括幅值很大的工频特征噪声，要滤除此噪声信号处理的延时很长，这样就必须分模态处理，如果再考虑不同型式的多台机组，

则实现该功能的电路过于复杂。

SSDC 输入信号还可以采用能够反映轴系扭振的其他信号，例如，选择直流换流站母线三相电压作为输入信号。一旦电厂机组发生 SSO 现象，因机组轴系扭振在机端电压产生次同步频率的电压分量，对于发电机组与直流输电系统相互作用强的系统，换流站母线电压也必然包含一定幅值的次同步频率电压分量。

（3）SSDC 的控制结构。SSDC 将换流站母线三相电压作为输入信号，拾取其中的相位信号，经过锁相、带通滤波、幅值调整和相位校正等环节，得到能够表征机组轴系扭振的阻尼控制输入信号，然后再经过校正环节和限幅环节输出一个电流调制信号，叠加到电流控制回路的参考值上（电流调制）或直接叠加至触发角（触发角调制）。SSDC 模块中的电流调制和触发角调制两种方式中，通常推荐电流调制，因为电流调制结果并不直接用于触发，而是经过一个比例积分控制器，这样可以防止噪声干扰。

（4）SSDC 的设计方法。SSDC 控制环节可以采用窄带或宽带的设计方法。

窄带设计方法针对存在 SSO 风险的若干个机组扭振特征频率分别设计相应的窄带滤波器，针对各扭振模态频率进行 SSO 抑制作用设计。该方法要求准确知道发电机机组轴系的特征频率，设计的 SSDC 环节可以显著地提高指定频率下的电气阻尼。该方法的缺点是在指定的频率附近可能产生负附加阻尼，若不同机组间轴系特征频率相差较小，将造成窄带滤波器设计困难。

宽带设计方法是在机组存在 SSO 风险的一段频率范围内设计一个带通滤波器，该频带包含了机组可能存在 SSO 风险的特征频率，因此可以提高该频带的电气阻尼。宽带与窄带设计方法相比，所能提供的附加阻尼相对小一些，但其在设计的频率范围都能发挥作用。在进行宽带 SSDC 设计时，因带宽较宽，也要关注 HVDC 的谐波信号，应避免直流谐波对 SSDC 的影响。

2. 风电场 SSO 的抑制策略

研究结果表明，对于因串联补偿引起风机的次同步谐振问题，因风电机组的轴系固有扭振频率很低，较难发生机网复合共振，国内外出现的风电机组次同步振荡问题，几乎都是 SSCI 问题或异步自励磁问题。

SSCI 问题是由双馈风电机组的转子侧变流器与固定串联补偿电容相互作用引起的，与双馈风机的转子侧变流器及其控制系统有关，也与系统运行方式、相关系统的串联补偿及电气系统的串联谐振频率等因素有关，其电压和电流的振荡发散速度快，产生的危害也较严重。

调整双馈风电机组变流器的控制参数，如适当减小转子侧变流器的电流跟踪比例系数，可以有效避免 SSCI。

在双馈风电机组的转子侧变流器中附加各种次同步阻尼控制器有时也能有效避免 SSCI。

增加次同步电流保护，当次同步电流发散或者幅值达到设定值时切除相应的风电机组，以保证设备安全和电网正常运行。

3. 其他 SSO 抑制措施与选择

综上所述，SSO 问题实质是包含装置及其控制系统、电力网络、发电机及其调节控制系统、发电机组轴系及其调节控制系统、电力负荷等子系统的复杂系统，低于工频的特征频率的稳定问题，绝大部分是由快速响应装置及其控制系统参数不合理引起的，因此，最为经济有效的措施是调整协调相关控制系统的参数，消除这种不稳定，或者增加适当的附加控制来消除这种不稳定，上述 HVDC 中增加 SSDC、调整双馈电机电流跟踪比例系数以及增加附加的阻尼控制等，均属于这类措施。

然而，由于系统过于复杂，系统间的耦合，尤其是次同步频率的耦合关系难以研究清楚，这种调整、协调控制系统参数的措施有时因引发振荡的原因难以找到而无法实现，有时即使找到激发源也因实现功能需要或系统自身特性原因难以实现。因此，需要考虑其他附加控制，尤其是存在实际危害的火电厂更加迫切地需要有效的措施。

对于多种抑制次同步谐振的措施，阻塞滤波器和可控串联补偿适用于严重次同步谐振问题的预防和抑制，含有电容和电抗等一次设备，投资和占地较大，而装置引起的 SSO 问题一般不包括暂态扭矩放大，因此一般不用于由 HVDC 或其他装置引发 SSO 的机组或电厂。

对于装置型 SSO 问题，在电厂侧可以选择的抑制措施包括附加励磁阻尼控制（SEDC）和动态稳定器（DS）。

装置型 SSO 问题还有很大的研究空间，随着电力电子设备越来越广泛地应用，电网中此类问题也越来越多。但是，SSO 风险评估及其预防抑制措施研究最大的问题是，装置及其控制系统的准确模型与参数难以获得，有些是设备厂家本身就无法提供准确的模型与参数，有些是因为知识产权等原因不愿提供，有些是两者兼有，因此，适当的入网检测标准与入网规范是十分必要和迫切的。

# 第十四章

# 经济比较与评价

## 第一节　经济比较与评价的意义和原则

### 一、经济比较与评价的意义

建设项目经济评价包括财务评价（也称财务分析）和国民经济评价（也称经济分析），经济比较也是项目经济评价的重要内容之一。

经济比较是指对建设项目多个备选方案进行经济比较。方案经济比较是寻求合理的经济和技术方案的必要手段，项目经济评价中宜对互斥方案和可转化为互斥型方案的方案进行比较。互斥方案经济评价包含两方面内容：一是对各方案自身的经济效果是否满足一定的检验标准进行评价，从而筛选取舍项目，称为建设项目的绝对效果评价；二是对已通过绝对效果评价的各方案进行优劣比较，确定方案间的优序，称为建设项目的相对效果评价。建设项目的投资决策以及项目可行性研究的过程是方案比较和择优的过程，在可行性研究和投资决策过程中，对涉及的各决策要素和研究方面，都应从技术和经济相结合的角度进行多方案分析论证，比较优化，根据比较的结果，结合其他因素进行决策。

在电力系统规划设计工作中，对方案进行技术和经济比较是两项重要的内容，缺一不可。通过方案经济比较，以确定各方案的经济合理性和优劣次序，为电力建设方案决策提供重要依据。

建设项目经济评价是项目前期研究工作（包括规划、机会研究、项目建议书、可行性研究阶段）的重要内容，应根据国民经济与社会发展以及行业、地区发展规划的要求，在项目初步方案的基础上，采用科学、规范的分析方法，对拟建项目的财务可行性和经济合理性进行分析论证，做出全面评价，为项目的科学决策提供经济方面的依据。

建设项目经济评价必须保证评价的客观性、科学性、公正性，通过“有无对比”坚持定量分析与定性分析相结合、以定量分析为主以及动态分析与静态分析相结合、以动态分析为主的原则。

建设项目的经济评价，对于财务评价结论和国民经济评价结论都可行的建设项目，可予以通过；反之应予否定。对于国民经济评价结论不可行的项目，一般应予否定；对于关系公共利益、国家安全和市场不能有效配置资源的经济和社会发展的项目，如果国民经济评价结论可行，但财务评价结论不可行，应重新考虑方案，必要时可提出经济优惠措施的建议，使项目具有财务生存能力。

建设项目经济评价的深度，应根据项目决策工作不同阶段的要求确定。建设项目可行性研究阶段的经济评价，应系统分析计算项目的效益和费用，通过多方案经济比较推荐最佳方案，对项目建设的必要性、财务可行性、经济合理性、投资风险等进行全面的评价。项目规划、机会研究、项目建议书阶段的经济评价可适当简化。

### 二、经济比较与评价的原则

电力系统规划设计工作中开展经济比较与评价需遵循以下原则：

（1）符合国家整体利益。

（2）遵循国家法律、法规和贯彻落实国家相关产业政策。

（3）符合国民经济和社会发展、能源和电力发展等相关规划。

（4）满足技术先进、适用、可行以及电力行业相关规程、规范和标准的要求。

（5）满足合理开发利用资源、保护生态环境、保障公共利益和经济合理性等要求。

### 三、经济比较的注意事项

电力系统规划设计工作中开展方案经济比较需注意以下事项：

（1）互斥关系，是指各个方案之间存在着互不相容、互相排斥的关系，在进行比较时，在各个备选方

案中只能选择一个，其余的必须放弃，不能同时存在。

（2）备选方案提供的基础资料应可靠、协调、合理，满足整体功能可比、范围和时间可比、基础资料和数据可比、效益和费用可比、指标和方法可比等方面要求。

（3）方案比较中，通常采用与财务分析或经济分析统一的折现率基准。折现率是建设项目经济评价中的重要参数，其应反映投资者对资金时间价值的估计，在可行性研究阶段，作为具体投资项目或方案的决策判据。

（4）备选方案的计算期不同时，宜采用净年值法和费用年值法。如果采用差额投资内部收益率法，可将各方案计算期的最小公倍数作为比较方案的计算期，或者以各方案中最短的计算期作为比较方案的计算期。在某些情况下还可采用研究期法。

（5）同时进行财务分析和经济分析时，方案经济比较主要按经济分析的结论选择方案，在不与经济分析比较结果发生矛盾的情况下，也可进一步参考财务指标来选择方案。

（6）只有经济指标的取值存在足够的差异，且估算和测算的误差不足以使评价结论出现逆转时，才能认定比较方案有显著的差异，并据此判定方案的优劣；当备选方案的经济指标的取值比较差异不大时，不能以此判定方案的优劣，而要充分考虑环境、社会和风险等难以定量的因素进行综合分析比较选择。

（7）在多方案比较中，应分析不确定性因素和风险因素对方案比较的影响，判断其对比较结果的影响程度，必要时应进行不确定性分析或风险分析，以确保比较结果的有效性。

（8）整体比较和局部比较。按比较范围分，项目方案比较可分为局部比较和整体比较。整体比较是按各备选方案所含的因素（相同因素和不同因素）进行定量和定性的全面的对比；局部比较仅就各备选方案的不同因素或部分重要因素进行局部对比。局部比较通常相对容易，操作简单，而且容易提高比较结果差异的显著性，如果备选方案在许多方面都有差异，采用局部比较的方法工作量大，而且每个局部比较结果之间出现交叉优势，其比较结果多样性，难以提供决策，这时应采用整体比较方法。

（9）综合比较与专项比较。按目的分，项目方案比较可分为综合比较与专项比较。方案比较贯穿于可行性研究全过程中，一般项目方案比较是选择两个或两个以上备选方案进行整体的综合比较，从中选出最优方案作为推荐方案。在实际过程中，往往伴随着项目的具体情况，有必要进行局部的专项方案比较。

（10）定性比较与定量比较。按内容分，项目方案可分为定性比较与定量比较。定性分析较适合于方案比较的初级阶段，在一些比较因素较为直观且不复杂的情况下，定性分析简单易操作。在较为复杂系统方案比较工作中，一般先经过定性分析，如果直观很难判断各个方案的优劣，再通过定量分析，论证其经济效益的大小，据以判别方案的优劣。有时，需要定性比较与定量比较相结合来判别方案的优劣。

## 第二节 资金时间价值和资金等值计算

### 一、现金流量与现金流量图

#### （一）现金流量

对建设项目进行经济评价时，可以把建设项目看作为一个项目系统。该项目系统在一定时期内各个时点上发生的资金流出或资金流入称为现金流量，包括现金流入量、现金流出量和净现金流量。在某一时点上，流入项目的资金称为现金流入量（或正现金流量）（cash inflow），记为 $CI_t$；流出项目的资金称为现金流出量（或负现金流量）（cash outflow），记为 $CO_t$；同一时点上的现金流入量与现金流出量之差称为净现金流量，记为 $CI_t-CO_t$［或记为（$CI-CO$）$_t$］。

计算现金流量的时间单位一般采用年，也可采用其他常用的时间单位。

项目系统现金流入主要包括项目实施后所获得的营业收入、补贴收入、回收资产余值、回收流动资金等。

项目系统现金流出主要包括建设投资、流动资金、成本费用和税金等。

#### （二）现金流量图

现金流量图是表示建设项目在经济评价计算期内的现金流量与时间之间对应关系的图示，即把建设项目的现金流量绘入一个时间坐标图中，通过图式方式表示出各现金流入、现金流出与相应时间的对应关系。

现金流量图的一般形式如图 14-1 所示。

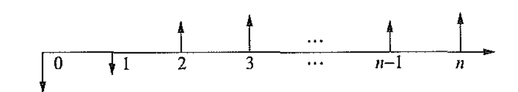



图 14-1 现金流量图的一般形式

绘制现金流量图须把握好现金流量图的三要素，即大小（现金流量数额）、方向（现金流入或流出）和时点（现金流量发生的时间点）。

绘制现金流量图的方法如下：

（1）以水平线代表时间轴，表示建设项目经济评价计算期，将时间轴分成均等间隔，每一个间隔代表

一个时间单位（或称计息周期），可取年、半年、季或月等，通常时间单位是年；箭线与时间轴的交点即为现金流量发生的时点，0 代表时间序列的起始点，也是第一期期初，1 代表第一期期末，也是第二期期初，依此类推。

（2）垂直于时间轴的箭线代表不同时点的现金流量。从投资者角度绘制，在时间轴上方的箭线表示现金流入，即表示收益；在时间轴下方的箭线表示现金流出，即表示费用。

（3）现金流量图中的箭线长短与现金流量数额大小应成比例。但由于各时点常常现金流量差额悬殊而无法成比例绘出，故此现金流量图中的箭线长短只要适当体现各时点现金流量数额的差异即可，并在各箭线上方（或下方）注明现金流量的数额。

（三）四种典型现金流量

（1）现值（present value），又称现在值或本金，用符号 $P$ 表示，是指未来时点上发生的资金按照给定利率（称为贴现率或折现率）等值换算到现在的价值，$P$ 发生在当期期初。

（2）终值（final value），又称将来值，用符号 $F$ 表示，是指现在的资金在未来某一时点上的价值，$F$ 发生在当期期末。

（3）年金（annuities value），又称等年值或年值，用符号 $A$ 表示，是指各期连续发生的等额现金流量，$A$ 发生在各期期末。

现值、终值和年金现金流量示意如图 14-2 所示。

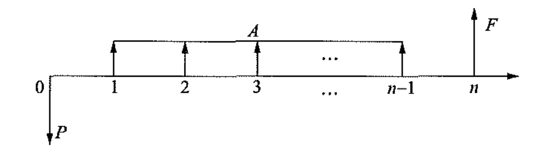



图 14-2　现值、终值和年金现金流量示意图

（4）等差年金（gradient），是指第 1 年年金为 $A$，从第 2 年开始至第 $n$ 年，在年金 $A$ 的基础上逐年递增 1 个等差值 $G$，则相应时点等差年金为 $A+(n-1)G$，等差年金现金流量如图 14-3 所示。

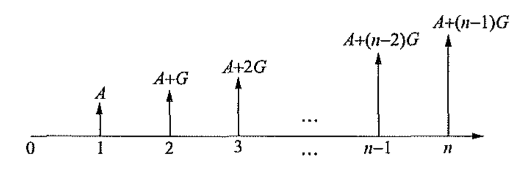



图 14-3　等差年金现金流量示意图

## 二、资金时间价值的衡量

资金时间价值是指同样数额的资金在不同的时点具有不同的价值。从投资角度看，资金的价值随着时间推移会增加，称作资金增值；从消费角度看，资金的价值是消费者放弃现期消费的损失补偿。

因此，对建设项目进行经济评价时，不同时点的资金不存在可比性，须将不同时点上的资金价值等值变换为相同时点上的价值才具可比性。

资金的时间价值一般用利息和利息率（简称为利率）来衡量。利息为衡量资金时间价值的绝对尺度，利率为衡量资金时间价值的相对尺度。

利息是指使用资金所付出的成本费用或放弃资金使用权所得到的补偿费用。利率是指在一个计息周期内利息与现值之比。

利息的计算公式为

$$I = F - P \tag{14-1}$$

式中　$I$ ——利息；
$F$ ——终值；
$P$ ——现值。

利率的计算公式为

$$i = \frac{I_t}{P} \times 100\% \tag{14-2}$$

式中　$i$ ——利率；
$I_t$ ——单位时间内利息付息；
$P$ ——现值。

一般，利息计算有单利和复利两种方法。

1. 单利法

单利法是指仅以本金为基数计算利息，前期所获利息不再计息。

单利法计算公式为

$$F = P(1 + in) \tag{14-3}$$

式中　$F$——终值；
$P$ ——现值；
$i$ ——利率；
$n$——计息周期数。

2. 复利法

复利法是指以本金和前期利息之和为基数计算利息，即不仅本金要逐个计息周期计息，而且利息也要逐个计息周期计息。

复利法计算公式为

$$F = P(1 + i)^n \tag{14-4}$$

3. 名义利率与实际利率

复利法计息通常以年为计息周期，当计息周期小于一年时，即出现了名义利率与实际利率的差别。

名义利率是指年计息周期数与每一计息周期利率的乘积，计算公式为

$$r = mi_0 \tag{14-5}$$

式中　$r$——名义利率；
$m$ ——年计息周期数；
$i_0$ ——计息周期利率。

年实际利率（又称年有效利率）是指以计息周期利率按年计息周期数计算的复利，计算公式为

$$i=\left(1+\frac{r}{m}\right)^m-1 \qquad (14\text{-}6)$$

式中　$i$——年实际利率。

## 三、资金等值及常用计算公式

资金等值是指在考虑时间因素和利率条件后，不同时点上发生的数额不等的资金具有相等的价值。影响资金等值的因素有三个，即资金数额大小、计息周期数和利率。资金等值计算就是将某一时点或某些时点上的资金等值换算到另一时点。下面是九种常用的资金等值计算公式，均按复利法进行计算。

### （一）复利终值公式

复利终值公式又称一次支付本利和公式或一次支付终值公式，是已知现值 $P$ 求终值 $F$，计算公式见式（14-7），现金流量图如图 14-4 所示。

$$F=P(1+i)^n=P(F/P,i,n) \qquad (14\text{-}7)$$

$(1+i)^n$ 称为复利终值系数，又称一次支付本利和系数或一次支付终值系数，记为（$F/P$，$i$，$n$）。

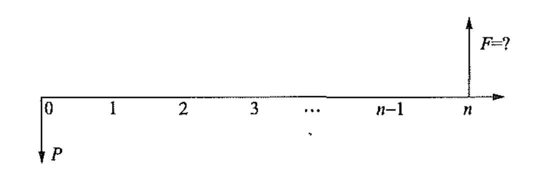



图 14-4　复利终值现金流量图

### （二）复利现值公式

复利现值公式又称一次支付现值公式，是已知终值 $F$ 求现值 $P$，计算公式见式（14-8），现金流量图如图 14-5 所示。

$$P=F\frac{1}{(1+i)^n}=F(P/F,i,n) \qquad (14\text{-}8)$$

$\frac{1}{(1+i)^n}$ 称为复利现值系数，又称一次支付现值系数，记为（$P/F$，$i$，$n$）。

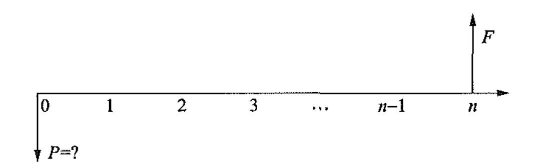



图 14-5　复利现值现金流量图

### （三）年金终值公式

年金终值公式又称等额分付终值公式，是已知年金 $A$ 求终值 $F$，计算公式见式（14-9），现金流量图如图 14-6 所示。

$$F=A\frac{(1+i)^n-1}{i}=A(F/A,i,n) \qquad (14\text{-}9)$$

式中　$A$——年金。

$\frac{(1+i)^n-1}{i}$ 称为年金终值系数，又称等额分付终值系数，记为（$F/A$，$i$，$n$）。

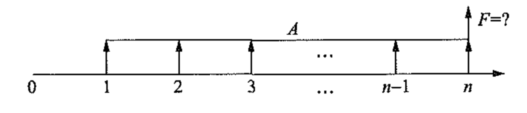



图 14-6　年金终值现金流量图

### （四）偿债基金公式

偿债基金公式又称等额分付偿债基金公式，是已知终值 $F$ 求年金 $A$，计算公式见式（14-10），现金流量图如图 14-7 所示。

$$A=F\frac{i}{(1+i)^n-1}=F(A/F,i,n) \qquad (14\text{-}10)$$

$\frac{i}{(1+i)^n-1}$ 称为偿债基金系数，又称等额分付偿债基金系数，记为（$A/F$，$i$，$n$）。

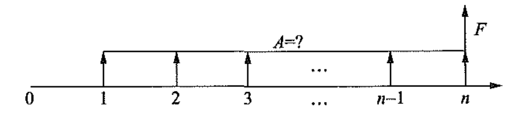



图 14-7　偿债基金现金流量图

### （五）年金现值公式

年金现值公式又称等额分付现值公式，是已知年金 $A$ 求现值 $P$，计算公式见式（14-11），现金流量图如图 14-8 所示。

$$P=A\frac{(1+i)^n-1}{i(1+i)^n}=A(P/A,i,n) \qquad (14\text{-}11)$$

$\frac{(1+i)^n-1}{i(1+i)^n}$ 称为年金现值系数，又称等额分付现值系数，记为（$P/A$，$i$，$n$）。

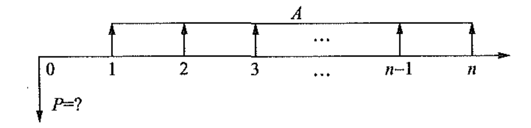



图 14-8　年金现值现金流量图

### （六）资金回收公式

资金回收公式又称等额分付资金回收公式，是已知现值 $P$ 求年金 $A$，计算公式见式（14-12），现金流量图如图 14-9 所示。

$$A=P\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n-1}=P(A/P,i,n) \qquad (14\text{-}12)$$

$\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n-1}$ 称为资金回收系数，又称等额分付资

金回收系数，记为（$A/P$，$i$，$n$）。

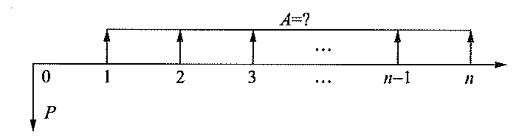



图 14-9 资金回收现金流量图

（七）等差序列终值公式

等差序列终值公式是已知年金 $A$ 和等差值 $G$ 求终值 $F$，计算公式见式(14-13)，现金流量图如图 14-10 所示。

$$F = A(F/A,i,n) + G\frac{1}{i}\left[\frac{(1+i)^n-1}{i}-n\right] \quad (14\text{-}13)$$
$$= A(F/A,i,n) + G(F/G,i,n)$$

式中 $G$——等差值。

式中 $A$（$F/A$，$i$，$n$）为年金终值，$\frac{1}{i}\left[\frac{(1+i)^n-1}{i}-n\right]$ 称为等差序列终值系数，记为（$F/G$，$i$，$n$）。

式中的（$F/A$，$i$，$n$）与（$F/G$，$i$，$n$）只是系数符号，两者中的 $F$ 意义不同，前者由 $A$ 求得，后者由 $G$ 求得。

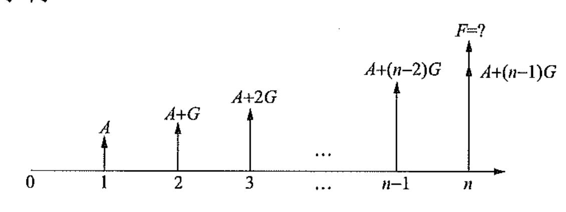



图 14-10 等差序列终值现金流量图

（八）等差序列现值公式

等差序列现值公式是已知年金 $A$ 和等差值 $G$ 求现值 $P$，计算公式见式(14-14)，现金流量图如图 14-11 所示。

$$P = A(P/A,i,n) + G\frac{1}{i(1+i)^n}\left[\frac{(1+i)^n-1}{i}-n\right] \quad (14\text{-}14)$$
$$= A(P/A,i,n) + G(P/G,i,n)$$

式中 $A$（$P/A$，$i$，$n$）为年金现值，$\frac{1}{i(1+i)^n}\left[\frac{(1+i)^n-1}{i}-n\right]$ 称为等差序列现值系数，记为（$P/G$，$i$，$n$）。

式中的（$P/A$，$i$，$n$）与（$P/G$，$i$，$n$）只是系数符号，两者中的 $P$ 意义不同，前者由 $A$ 求得，后者由 $G$ 求得。

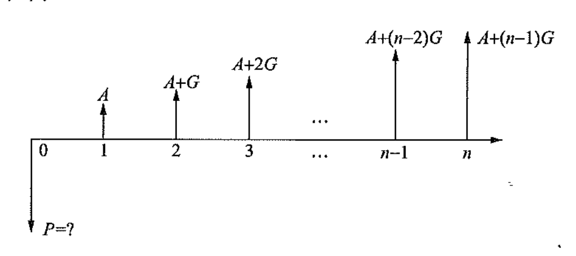



图 14-11 等差序列现值现金流量图

（九）等差序列年金公式

等差序列年金公式是已知年金 $A$ 和等差值 $G$ 求年金 $A_{AG}$，计算公式见式（14-15），现金流量图如图 14-12 所示。

$$A_{AG} = A + G\left[\frac{1}{i}-\frac{n}{(1+i)^n-1}\right] = A + G(A/G,i,n) \quad (14\text{-}15)$$

式中 $\left[\frac{1}{i}-\frac{n}{(1+i)^n-1}\right]$ 称为等差序列年金系数，记为（$A/G$，$i$，$n$），此符号中的 $A$ 与已知年金 $A$ 意义不同，前者由 $G$ 求得，后者为已知。

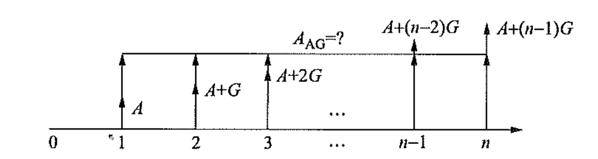



图 14-12 等差序列年金现金流量图

将以上九个常用的资金等值计算公式汇总，见表 14-1。

表 14-1 常用的资金等值计算公式表

| 公式名称 | | 已知 | 求解 | 公式 | 系数名称符号 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 一次支付 | 复利终值公式 | $P$ | $F$ | $F=P(1+i)^n$ | 复利终值系数 | （$F/P$，$i$，$n$） | $(1+i)^n$ |
| | 复利现值公式 | $F$ | $P$ | $P=F(1+i)^{-n}$ | 复利现值系数 | （$P/F$，$i$，$n$） | $(1+i)^{-n}$ |
| 等额分付 | 年金终值公式 | $A$ | $F$ | $F=A\frac{(1+i)^n-1}{i}$ | 年金终值系数 | （$F/A$，$i$，$n$） | $\frac{(1+i)^n-1}{i}$ |
| | 偿债基金公式 | $F$ | $A$ | $A=F\frac{i}{(1+i)^n-1}$ | 偿债基金系数 | （$A/F$，$i$，$n$） | $\frac{i}{(1+i)^n-1}$ |
| | 年金现值公式 | $A$ | $P$ | $P=A\frac{(1+i)^n-1}{i(1+i)^n}$ | 年金现值系数 | （$P/A$，$i$，$n$） | $\frac{(1+i)^n-1}{i(1+i)^n}$ |

续表

| 公式名称 | | 已知 | 求解 | 公式 | 系数名称符号 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 等额分付 | 资金回收公式 | $P$ | $A$ | $A=P\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n-1}$ | 资金回收系数 | $(A/P，i，n)$ | $\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n-1}$ |
| 等差分付 | 等差序列终值公式 | $A$ 和 $G$ | $F$ | $F=A(F/A,i,n)+G\frac{1}{i}\left[\frac{(1+i)^n-1}{i}-n\right]$ | 等差序列终值系数 | $(F/G，i，n)$ | $\frac{1}{i}\left[\frac{(1+i)^n-1}{i}-n\right]$ |
| | 等差序列现值公式 | $A$ 和 $G$ | $P$ | $P=A(P/A,i,n)+G\frac{1}{i(1+i)^n}\left[\frac{(1+i)^n-1}{i}-n\right]$ | 等差序列现值系数 | $(P/G，i，n)$ | $\frac{1}{i(1+i)^n}\left[\frac{(1+i)^n-1}{i}-n\right]$ |
| | 等差序列年金公式 | $A$ 和 $G$ | $A_{AG}$ | $A_{AG}=A+G\left[\frac{1}{i}-\frac{n}{(1+i)^n-1}\right]$ | 等差序列年金系数 | $(A/G，i，n)$ | $\left[\frac{1}{i}-\frac{n}{(1+i)^n-1}\right]$ |

## 第三节　经济比较方法

经济比较可采用效益比较法、费用比较法和最低价格法。下面仅介绍效益比较法和费用比较法。

### 一、效益比较法

效益比较法包括净现值比较法、净年值比较法和差额投资内部收益率法，一般在项目无资金约束的条件下采用。

（一）净现值比较法

净现值比较法是指比较备选方案的财务净现值（financial net present value，FNPV）或经济净现值（economic net present value，ENPV），以净现值大的方案为优。比较净现值时应采用相同的折现率。

当各备选方案的计算期相同时，宜采用净现值比较法。首先利用绝对效果指标经济净现值判断各方案自身的经济性，淘汰不可行的方案，其次将通过绝对效果检验的各方案进行相对效果检验，经济净现值最大的方案就是最优方案。

当通过绝对效果检验的各备选方案的计算期不同时，其各自计算期内的经济净现值不具有可比性，需要对各备选方案的计算期和计算公式进行适当处理，使各方案在相同的条件下进行比较。满足时间可比条件而进行处理的常用方法有年值法、最小公倍数法和研究期法等。年值法在费用比较法中介绍，下面介绍最小公倍数法和研究期法。

最小公倍数法，又称方案重复法，是以各备选方案计算期的最小公倍数作为各方案的共同计算期，假设各个方案均在这样一个共同的计算期内重复进行，对各方案计算期内各年的净现金流量进行重复计算，直至与共同的计算期相等。以净现值较大的方案为优。

研究期法是指通过研究分析，直接选取一个适当的计算期作为各个方案共同的计算期，计算各个方案在该计算期内的净现值，以净现值较大的为优。在实际应用中，为方便起见，往往直接选取诸方案中最短的计算期作为各方案的共同计算期，所以研究期法也可以称为最小计算期法。

（1）财务净现值是指按设定的折现率（同财务基准收益率）将项目计算期内各年的财务净现金流量折算到建设期期初的现值之和，是反映项目在计算期内盈利能力的动态评价指标。计算公式为

$$FNPV=\sum_{t=0}^{n}(CI-CO)_t(1+i_c)^{-t} \tag{14-16}$$

式中　$CI$——现金流入量；

$CO$——现金流出量；

$(CI-CO)_t$——第 $t$ 期的净现金流量；

$i_c$——设定的折现率（同财务基准收益率）；

$n$——计算期年数。

按设定的折现率计算的财务净现值大于或等于零时，项目方案在财务上可接受。

（2）经济净现值（$ENPV$）是指按设定的社会折现率将项目计算期内各年的经济净效益流量折算到建设期初的现值之和，计算公式为

$$ENPV=\sum_{t=0}^{n}(B-C)_t(1+i_s)^{-t} \tag{14-17}$$

式中　$B$——经济效益流量；

$C$——经济费用流量；

$(B-C)_t$——第 $t$ 期的经济净效益流量；

$i_s$——社会折现率；

$n$——计算期年数。

在经济费用效益分析中，如果经济净现值大于或等于零，表明项目可以达到符合社会折现率的效率水平，认为该项目从经济资源配置的角度可以被接受。

（二）净年值比较法

净年值比较法是指比较备选方案的净年值，以净年值大的方案为优。比较净年值时应采用相同的折现率。

当各备选方案的计算期相同或不同时，均可采用净年值比较法。

净年值（net annual value，NAV）是指按设定财务基准收益率或社会折现率，通过等值换算将项目财务净现值或经济净现值折算到计算期内各年年末的等额年值。计算公式为

$$FNAV=\left[\sum_{t=0}^{n}(CI-CO)_t(1+i_c)^{-t}\right](A/P,i,n) \quad (14\text{-}18)$$

或

$$ENAV=\left[\sum_{t=0}^{n}(B-C)_t(1+i_s)^{-t}\right](A/P,i,n) \quad (14\text{-}19)$$

式中 $(A/P,i,n)$——资金回收系数。

判别准则：对于独立项目方案，若 $NAV \geqslant 0$，则项目在经济上可以接受，若 $NAV < 0$，则项目在经济上不可接受。

进行寿命期不等的多个方案比较时采用净年值比较法，净年值最大（非负值）的方案是最优的方案。

寿命期不等的互斥方案的净年值比较隐含着一个假定，即假定各比较方案在其寿命结束后均可按原方案重复建设或以与原方案经济效益水平相同的方案持续。

（三）差额投资财务内部收益率法

差额投资内部收益率是指相比较的两个方案各年净现金流量差额的现值之和等于零时的折现率，分为差额投资财务内部收益率（financial internal rate of return，FIRR）和差额投资经济内部收益率（economic internal rate of return，EIRR）。差额投资财务内部收益率法是使用备选方案差额现金流，计算差额投资财务内部收益率，与设定的行业基准收益率 $i_c$ 进行对比，当差额投资财务内部收益率大于或等于设定的行业基准收益率时，以投资大的方案为优，反之，投资小的方案为优。在进行多方案比较时，应先按投资大小，由小到大排序，再依次就相邻方案两两比较，从中选出最优方案。

该方法适用于投资不同但项目计算期相同的互斥方案的比较，不能用于项目计算期不同的方案的比较决策。

备选方案差额现金流计算公式为

$$\sum_{t=0}^{n}[(CI-CO)_B-(CI-CO)_S]_t(1+\Delta FIRR)^{-t}=0 \quad (14\text{-}20)$$

式中 $(CI-CO)_B$——投资大的方案的财务净现金流量；

$(CI-CO)_S$——投资小的方案的财务净现金流量；

$\Delta FIRR$——差额投资财务内部收益率。

（四）差额投资经济内部收益率法

差额投资经济内部收益率法，可采用经济净现金流量替代式（14-20）中的财务净现金流量进行方案比较。计算得到的差额投资经济内部收益率 $\Delta EIRR$ 与社会折现率 $i_s$ 进行对比，当差额投资经济内部收益率大于或等于社会折现率时，以投资费用大的方案为优，反之，投资费用小的方案为优。

## 二、费用比较法

费用比较法即最小费用法，包括费用现值比较法和费用年值比较法。

在对多个备选方案比较选优时，如果各方案效益相同或基本相同时，或者各方案能够满足同样需要但其效益难以用货币价值计量时，可以通过比较各备选方案费用现值或费用年值进行优选。

（一）费用现值比较法

费用现值比较法是指计算备选方案的总费用现值并进行对比，以费用现值较低的方案为优。费用现值比较是对于仅有或仅需计算费用现金流量的互斥方案进行的相对效果检验。

当各备选方案的计算期相同时，宜采用费用现值比较法。

费用现值（present cost，PC）是指按财务基准收益率或社会折现率，将方案计算期内各个不同时点的费用流量折算到计算期初的累计值，计算公式为

$$PC=\sum_{t=0}^{n}CO_t(P/F,i,t) \quad (14\text{-}21)$$

式中 $CO_t$——第 $t$ 期现金流出量；

$n$——计算期年数；

$i$——折现率；

$(P/F,i,t)$——复利现值系数。

（二）费用年值比较法

费用年值比较法是指计算备选方案的费用年值并进行对比，以费用年值较低的方案为优。费用年值比较法又称年费用比较法。

当各备选方案的计算期相同或不同时，均可采用费用年值比较法。

费用年值（annual cost，AC）是指按财务基准收益率或社会折现率，通过等值换算，将方案计算期内各个不同时点的费用流量分摊到计算期内各年的等额年值，计算公式为

$$AC=\left[\sum_{t=0}^{n}CO_t(P/F,i,t)\right](A/P,i,n) \quad (14\text{-}22)$$

或

$$AC=\left[\sum_{t=0}^{n}(I+C'-S_v-W)_t(P/F,i,n)\right](A/P,i,n) \tag{14-23}$$

式中　$(A/P,i,n)$——资金回收系数；

$I$——年全部投资；

$C'$——年运行费；

$S_v$——计算期末回收的固定资产余值；

$W$——计算期末回收的流动资金。

DL/T 5429—2009《电力系统设计技术规程》中费用年值的计算公式为

$$AC=\left[\sum_{t=0}^{m}I_t(1+r_0)^{m-t}+\sum_{t=t'}^{m}C_t'(1+r_0)^{m-t}+\sum_{t=m+1}^{m+n}C_t'\frac{1}{(1+r_0)^{t-m}}\right](A/P,i,n) \tag{14-24}$$

式中　$m$——建设期年数；

$t'$——建设期内工程部分投产的年度；

$I_t$——年全部投资；

$C_t'$——第 $t$ 年运行费。

式（14-24）的意义是项目建设期的投资和建设期内已投产项目的年运行费均折算到建设期末或运营期初，再加上运营期内年费用现值（折算到运营期初），然后计算求得三者之和在运营期的年费用。

［设计举例 1］　新建一条 500kV 输电线路，主要有两种型号导线可供比较，两种型号导线经济指标及应用费用年值比较法得出的经济比较结果见表 14-2，计算期为 30 年，财务基准收益率为 7%。

此例是计算期相同的方案比较，假定各方案在计算期第一年年初投资，项目当年投产，应用式（14-22）进行计算。

导线 1 费用年值为

193.00×(A/P，7%，30)+4.25+8.33=28.13（万元）

导线 2 费用年值为

229.00×(A/P，7%，30)+5.04+5.18=28.67（万元）

导线 1 比导线 2 费用年值少 0.54 万元，导线 1 经济性为优。

表 14-2　导线费用年值经济比较表

| 序号 | 项　　目 | 导线 1 | 导线 2 |
|---|---|---|---|
| 一 | 投资（万元） | 193.00 | 229.00 |
| 二 | 年运行费（万元/年） | 12.58 | 10.22 |
| 1 | 运行维护费 | 4.25 | 5.04 |
| 2 | 电能损失费 | 8.33 | 5.18 |
| 三 | 年费用（万元/年） | 28.13 | 28.67 |
| 四 | 年费用差值（万元/年） | 0.00 | 0.54 |

［设计举例 2］　新建一个输变电工程，分两期建设，现拟订两个系统方案，方案一为初期按 220kV 建设，终期升压为 500kV，方案二为初期按 500kV 建设，两个方案的经济指标及应用费用年值比较法得出的经济比较结果见表 14-3，两期间隔时间为 7 年，计算期为 25 年，财务基准收益率为 7%。

表 14-3　系统方案费用年值经济比较表

| 序号 | 项　　目 | 方案 1 | 方案 2 |
|---|---|---|---|
| 一 | 初期投资（万元） | 5163 | 19012 |
| 1 | 送电投资 | 2614 | 2614 |
| 2 | 变电投资 | 2549 | 16398 |
| 二 | 初期年运行费（万元/年） | 131 | 380 |
| 1 | 送电运行维护费 | 52 | 52 |
| 2 | 变电运行维护费 | 51 | 328 |
| 3 | 电能损失费 | 28 | 0 |
| 三 | 终期新增投资（万元） | 21381 | 7327 |
| 四 | 终期年运行费（万元/年） | 531 | 532 |
| 五 | 初期投资折算到终期（万元） | 8290 | 30528 |
| 六 | 初期年运行费折算到终期（万元） | 1134 | 3289 |
| 七 | 终期期初费用合计（万元） | 30805 | 41144 |
| 八 | 年费用（万元/年） | 3174 | 4062 |
| 九 | 年费用差值（万元/年） | 0 | 888 |

此例是系统方案费用年值经济比较的常见类型，应用公式（14-24）进行计算。

方案 1 费用年值为

[(5163×(F/P,7%,7)+131×(F/A,7%,7)+21381]
×(A/P,7%,25)+531=3174（万元）

方案 2 费用年值为

[(19012×(F/P,7%,7)+380×(F/A,7%,7)+7327]
×(A/P,7%,25)+532=4062（万元）

方案 1 比方案 2 费用年值少 888 万元，方案 1 经济性为优。

## 三、参数选择和投资及费用计算

电力系统规划设计方案经济比较中用到的主要参数选择和投资及费用计算包括以下五方面。

（1）折现率。包括社会折现率和财务基准收益率。国民经济评价中采用的社会折现率、影子汇率换算系数和政府投资项目财务评价中使用的财务基准收益率，由国家行政主管部门组织测定、发布并定期调整。经济评价所需的其他行业参数由有关部门（行业）可根据需要自行测算、补充。

1）社会折现率是指建设项目国民经济评价中衡

量经济内部收益率的基准值，也是计算项目经济净现值的折现率，是项目经济可行性和方案比较的主要判据。

2）财务基准收益率是指建设项目财务评价中对可货币化的项目费用与效益采用折现方法计算财务净现值的基准折现率，是衡量项目财务内部收益率的基准值，是项目财务可行性和方案比较的主要判据。财务基准收益率反映投资者对相应项目占用资金的时间价值的判断，应是投资者在相应项目上最低可接受的财务收益率。

（2）计算期。包括建设期（含初期运行期）和运营期。建设期应参照项目建设的合理工期或项目的建设进度计划合理确定；运营期应根据项目特点参照项目的合理经济寿命确定。火力发电工程项目运营期一般按20年考虑，水电建设项目运营期一般按30年考虑，输变电工程项目运营期一般按25～30年考虑。在电力系统规划设计阶段进行方案经济比较时，通常假定各方案投资均在年初发生并且项目同时投产，即忽略建设期，这种简化假定一般不影响方案经济比较结论的正确性。

（3）投资估算。项目投资分为静态投资和动态投资。发电、变电工程项目静态投资包括建筑工程费、设备购置费、安装工程费、其他费用和基本预备费，输电工程项目静态投资包括本体工程费、其他费用和基本预备费。动态投资包括静态投资、价差预备费和建设期贷款利息。电力系统规划设计经济比较中项目投资采用静态投资，一般按下面五种方法估算。

1）火电工程项目投资估算参考电力规划设计总院编制的《火电工程限额设计参考造价指标》进行计算。该指标价格为静态投资，每年印发一次，适用于300、600、1000MW级的煤电机组以及300MW级和180MW级的燃气—蒸汽联合循环发电机组新建、扩建工程项目。当工程的技术条件与基本方案不同时，应根据调整指标、主要厂址条件等作修正，并考虑地区调整因素。

2）电网工程项目投资估算参考电力规划设计总院编制的《电网工程限额设计控制指标》进行计算。该指标价格为静态投资，每年印发一次，适用于220～1000kV输变电工程项目。当工程的技术条件与指标方案不同时，应计入调整因素，当市场设备材料价格及相关场地建设费用与指标不同时，应对投资做出修正。

3）电网工程项目投资估算还可参考国家电网有限公司的输变电工程通用造价和中国南方电网有限责任公司的典型造价进行计算。这两个参考资料除了以上电压等级外，还包括了220kV以下电压等级的输变电项目。使用中根据实际工程技术条件，选择典型方案、基本模块、子模块的造价，通过拼接调整，形成与实际工程规模和型式一致或相近的投资估算。架空线路应按工程条件、按地形比例加权计算相应的造价，计算公式为

$$CI=\sum_{i=1}^{n}PI_i\times\frac{L_i}{L} \tag{14-25}$$

式中　$CI$——实际工程参考造价；

$PI_i$——第 $i$ 个典型方案造价；

$L_i$——第 $i$ 个典型方案对应的实际工程的路径长度；

$L$——实际工程的总路径长度；

$n$——典型方案数量。

4）采用实际项目投资估算。在项目可行性研究阶段进行方案经济比较时即采用本项目实际的投资估算；规划设计中进行方案经济比较时也可参考相同或相近地区和时期相似工程项目的可行性研究评审意见或已建成项目的实际造价进行投资估算。

5）采用单位造价指标估算。在规划阶段对投资估算精度要求相对较低，可采用单位造价指标进行项目投资估算。即根据相同或相近时期和规模型式的发电、变电和送电工程的单位造价指标［元/kW、元/（kV·A）和万元/km］乘以实际项目规模即可得出项目的投资估算。必要时根据地区、时期、规模和型式的不同对单位造价指标进行适当调整。

（4）运行维护费。指为维持企业正常运行所发生的合理费用，包括材料费、修理费、职工薪酬和其他费用。计算方法为项目投资乘以运行维护费率，不同类型发电项目和不同电压等级电网项目所取的费率不同。

（5）电能损失费。计算方法为电能损失电量乘以电价。

## 第四节　财务评价方法

### 一、财务评价的意义

财务评价（也称财务分析）是在国家现行财税制度和价格体系的前提下，从项目的角度出发，计算项目范围内的财务效益和费用，分析项目的盈利能力和清偿能力，评价项目在财务上的可行性。

通过编制财务分析基本报表，计算财务指标，分析项目的盈利能力、偿债能力和财务生存能力，判断项目的财务可接受性，明确项目对项目法人及投资方的价值贡献，为项目决策提供依据。财务分析基本报表包括现金流量表、利润与利润分配表、财务计划现金流量表和资产负债表。

现金流量表是反映项目在建设和运营整个计算期内各年的现金流入和流出，进行资金的时间因素折现

计算的报表。它包括项目投资现金流量表、项目资本金现金流量表和投资各方现金流量表。

利润与利润分配表反映项目计算期内各年销售收入、总成本费用、利润总额等情况，以及所得税后利润的分配，用于计算总投资收益率、项目资本金净利润率等指标。

财务计划现金流量表反映项目计算期内各年的投资、筹资及经营活动的现金流入和流出，用于计算累计盈余资金，分析项目的财务生存能力。

资产负债表反映项目计算期内各年年末资产、负债及所有者权益的增减变化及对应关系，计算资产负债率、流动比率和速动比率。

## 二、盈利能力分析

盈利能力分析包括动态分析和静态分析，并以动态分析为主。

动态分析是考察项目在计算期内的现金流入和现金流出，编制财务现金流量表，按照资金时间价值原理进行项目投资现金流量分析、项目资本金现金流量分析等，分析项目的获利能力。动态分析的主要指标包括项目投资财务内部收益率（FIRR）、财务净现值等。

静态分析是指不采取折现方式处理数据，主要依据利润和利润分配表计算相关盈利能力指标。静态分析的主要指标包括项目投资回收期 $P_t$、总投资收益率（return on investment，ROI）、项目资本金净利润率（return on equity，ROE）等，可根据项目的特点及财务分析的目的、要求等选用。

1. 财务内部收益率

财务内部收益率是指项目在计算期内各年净现金流量现值累计等于零时的折现率，是考察项目盈利能力的主要动态指标，其计算公式为

$$\sum_{t=0}^{n}(CI-CO)_t(1+FIRR)^{-t}=0 \qquad (14\text{-}26)$$

式中　$CI$——现金流入量；

$CO$——现金流出量；

$(CI-CO)_t$——第 $t$ 年的净现金流量；

$FIRR$——项目财务内部收益率；

$n$——计算期年数。

当求出的 $FIRR$ 大于或等于所设定的财务基准收益率 $i_c$ 时，项目财务评价可行。财务基准收益率按照行业有关规定取值，也可依据投资方提出的要求作为基准收益率。

2. 财务净现值

见式（14-16）。

财务净现值是评价项目盈利能力的绝对指标，它反映项目在满足基准收益率要求的盈利之外，获得的超额盈利的现值。财务净现值大于或等于零时，项目财务评价可行。

3. 项目投资回收期 $P_t$

项目投资回收期是指以项目的净收益回收项目投资所需要的时间，一般以年为单位，是考察项目财务上投资回收能力的重要静态评价指标。项目投资回收期宜从项目建设期开始算起，若从项目投产时算起应予以注明，其计算公式为

$$\sum_{t=0}^{P_t}(CI-CO)_t=0 \qquad (14\text{-}27)$$

式中　$P_t$——项目投资回收期。

投资回收期可根据项目投资财务现金流量表计算，项目投资财务现金流量表中累计净现金流量由负值变为零时，该时点即为项目的投资回收期，计算公式为

$$P_t=T-1+\frac{\left|\sum_{i=1}^{T-1}(CI-CO)_i\right|}{(CI-CO)_T} \qquad (14\text{-}28)$$

式中　$T$——各年累计净现金流量首次为正值或零的年数。

投资回收期短，表明项目投资回收快，抗风险能力越高。

4. 总投资收益率

总投资收益率是指项目达到设计能力后正常年份的年息税前利润或运营期内年平均息税前利润（earnings before interest and tax，EBIT）与项目总投资（total investment，TI）的比率，表示总投资的盈利水平，计算公式为

$$ROI=\frac{EBIT}{TI}\times100\% \qquad (14\text{-}29)$$

式中　$ROI$——总投资收益率；

$EBIT$——项目正常年份的年息税前利润或运营期内年平均息税前利润；

$TI$——项目总投资。

总投资收益率高于同行业的收益率参考值，表明用总投资收益率表示的盈利能力满足要求。总投资收益率高，表明单位总投资的盈利能力强。

5. 项目资本金净利润率

项目资本金净利润率是指项目达到设计能力后正常年份的年净利润或运营期内年平均净利润与项目资本金的比率，表示项目资本金的盈利水平，计算公式为

$$ROE=\frac{NP}{EC}\times100\% \qquad (14\text{-}30)$$

式中　$ROE$——项目资本金净利润率；

$NP$——项目正常年份的年净利润或运营期

内年平均净利润；

$EC$——项目资本金。

项目资本金净利润率高于同行业的净利润率参考值，表明用项目资本金净利润率表示的盈利能力满足要求。项目资本金净利润率高，表明单位项目资本金的盈利能力强。

### 三、偿债能力分析

偿债能力分析应通过计算利息备付率（interest coverage ratio，ICR)、偿债备付率（debt service coverage ratio，DSCR)、资产负债率（liability on asset ratio，LOAR)、流动比率和速动比率等指标，同时通过编制资产负债表，判断财务主体的偿债能力。

1. 利息备付率

利息备付率是指在借款偿还期内的息税前利润与应付利息的比值，是从付息资金来源的充裕性角度反映项目偿付债务利息的保障程度和支付能力，计算公式为

$$ICR=\frac{EBIT}{PI} \tag{14-31}$$

式中 $ICR$——利息备付率；

$PI$——计入总成本费用的全部应付利息。

利息备付率应分年计算。利息备付率高，表明利息偿付的保障程度高，风险小。利息备付率至少应当大于1，或结合债权人的要求确定。

2. 偿债备付率

偿债备付率是指在借款偿还期内，用于计算还本付息的资金与应还本付息金额的比值，表示可用于还本付息的资金偿还借款本息的保障程度指标，计算公式为

$$DSCR=\frac{EBITDA-T_{AX}}{PD} \tag{14-32}$$

式中 $DSCR$——偿债备付率；

$EBITDA$——息税前利润加折旧和摊销；

$T_{AX}$——企业所得税；

$PD$——应还本付息金额，包括还本金额和计入总成本费用的全部利息。融资租赁费用可视同借款偿还。运营期内的短期借款本息也应纳入计算。如果项目在运行期内有维持运营的投资，可用于还本付息的资金应扣除维持运营的投资。

偿债备付率应分年计算，偿债备付率高，表明可用于还本付息的资金保障程度高。偿债备付率应大于1，或结合债权人的要求确定。

3. 资产负债率

资产负债率是指年末负债总额与资产总额的比率，是反映项目各年所面临的财务风险程度及综合偿债能力的指标，计算公式为

$$LOAR=\frac{TL}{TA}\times100\% \tag{14-33}$$

式中 $LOAR$——资产负债率；

$TL$——年末负债总额；

$TA$——年末资产总额。

适度的资产负债率，表明企业经营安全、稳健，具有较强的筹资能力，也表明企业和债权人的风险较小。项目财务分析中，在长期债务还清后，可不再计算资产负债率。

4. 流动比率

流动比率是流动资产与流动负债之比，反映项目法人偿还流动负债的能力，计算公式为

$$流动比率=\frac{流动资产}{流动负债} \tag{14-34}$$

5. 速动比率

速动比率是速动资产与流动负债之比，反映项目法人在短时间内偿还流动负债的能力，计算公式为

$$速动比率=\frac{速动资产}{流动负债} \tag{14-35}$$

## 第五节 国民经济评价方法

### 一、国民经济评价的意义

国民经济评价（经济费用效益分析，也称经济分析）是在合理配置社会资源的前提下，从国家经济整体利益的角度出发，计算项目对国民经济的贡献，分析项目的经济效率、效果和对社会的影响，评价项目在宏观经济上的合理性。

建设项目的经济评价，对于财务评价结论和国民经济评价结论都可行的建设项目，可予以通过；反之应予否定。对于国民经济评价结论不可行的项目，一般应予否定；对于关系公共利益、国家安全和市场不能有效配置资源的经济和社会发展的项目，如果国民经济评价结论可行，但财务评价结论不可行，应重新考虑方案，必要时可提出经济优惠措施的建议，使项目具有财务生存能力。

国民经济评价的主要内容包括识别项目经济费用效益和进行经济费用效益分析以及费用效果分析。

对于财务现金流量不能全面、真实地反映其经济价值，需要进行经济费用效益分析的项目，应将经济费用效益分析的结论作为项目决策的主要依据之一。

## 二、经济效益和经济费用的识别与计算

经济费用效益分析应从资源合理配置的角度，分析项目投资的经济效率和对社会福利所做出的贡献，评价项目的经济合理性。

项目经济效益和费用的识别应符合的要求包括：遵循有无对比的原则；对项目所涉及的所有成员及群体的费用和效益做全面分析；正确识别正面和负面外部效果，防止误算、漏算或重复计算；合理确定效益和费用的空间范围和时间跨度；正确识别和调整转移支付，根据不同情况区别对待。

项目经济效益的计算应遵循支付意愿原则和（或）接受补偿意愿原则；经济费用的计算应遵循机会成本原则。

经济效益和经济费用可直接识别，也可通过调整财务效益和财务费用得到。经济效益和经济费用应采用影子价格计算，影子价格体系不考虑价格总水平变动因素。

影子价格应是能够真实反映项目投入物和产出物真实经济价值的计算价格。影子价格的测算在建设项目的经济费用效益分析中占有重要地位。

项目经济费用效益分析采用社会折现率对未来经济效益和经济费用流量进行折现。项目的所有效益和费用（包括不能货币化的效果）一般均应在共同的时点基础上予以折现。

经济费用效益分析可在直接识别估算经济费用和经济效益的基础上，利用表格计算相关指标；也可在财务分析的基础上将财务现金流量转换为经济效益与费用流量，利用表格计算相关指标。

## 三、经济费用效益分析

如果项目的经济费用和效益能够进行货币化，应在费用效益识别和计算的基础上，编制经济费用效益流量表，计算下列经济费用效益分析指标，分析项目投资的经济效率。

（一）经济净现值

经济净现值（ENPV）计算公式见式（14-17）。

如果经济净现值大于或等于零，表明项目可以达到符合社会折现率的效率水平，认为该项目从经济资源配置的角度可以被接受，项目国民经济评价可行。

（二）经济内部收益率

经济内部收益率（EIRR）是指项目在计算期内经济净效益流量的现值累计等于零时的折现率，计算公式为

$$\sum_{t=0}^{n}(B-C)_t(1+EIRR)^{-t}=0 \qquad (14\text{-}36)$$

式中　$B$——经济效益流量；

$C$——经济费用流量；

$(B-C)_t$——第 $t$ 期的经济净效益流量；

$EIRR$——经济内部收益率；

$n$——计算期年数。

如果经济内部收益率等于或者大于社会折现率（$i_s$），表明项目资源配置的经济效率达到了可以被接受的水平，国民经济评价合理。

（三）经济效益费用比 $R_{BC}$

经济效益费用比是指项目在计算期内效益流量的现值与费用流量的现值之比，计算公式为

$$R_{BC}=\frac{\sum_{t=0}^{n}B_t(1+i_s)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n}C_t(1+i_s)^{-t}} \qquad (14\text{-}37)$$

式中　$R_{BC}$——经济效益费用比；

$B_t$——第 $t$ 期的经济效益；

$C_t$——第 $t$ 期的经济费用；

$i_s$——社会折现率；

$n$——计算期年数。

如果经济效益费用比大于 1，表明项目资源配置的经济效率达到了可以被接受的水平，说明项目国民经济评价可行。

在完成经济费用效益分析之后，应进一步分析对比经济费用效益与财务现金流量之间的差异，并根据需要对财务分析与经济费用效益分析结论之间的差异进行分析，找出受益或受损群体，分析项目对不同利益相关者在经济上的影响程度，并提出改进资源配置效率及财务生存能力的政策建议。

## 四、费用效果分析

费用效果分析是指通过比较项目预期的效果与所支付的费用，判断项目的费用有效性或经济合理性。效果难于或不能货币化，或货币化的效果不是项目目标的主体时，在经济评价中应采用费用效果分析法，其结论作为项目投资决策的依据之一。

费用效果分析中的费用是指为实现项目预定目标所付出的财务代价或经济代价，采用货币计量；效果是指项目的结果所起到的作用、效应或效能，是项目目标的实现程度。按照项目要实现的目标，一个项目可选用一个或几个效果指标。

费用效果分析遵循多方案比较的原则，所分析的项目应满足下列条件：

（1）备选方案不少于两个，且为互斥方案或可转化为互斥型的方案；

（2）备选方案应具有共同的目标，目标不同的方案、不满足最低效果要求的方案不可进行比较；

（3）备选方案的费用应能货币化，且资金用量不应突破资金限制；

（4）效果应采用同一非货币计量单位衡量，如果

有多个效果，其指标加权处理形成单一综合指标；

（5）备选方案应具有可比的寿命周期。

费用效果分析应按下列步骤进行：

（1）确立项目目标；

（2）构想和建立备选方案；

（3）将项目目标转化为具体的可量化的效果指标；

（4）识别费用与效果要素，并估算各个备选方案的费用与效果；

（5）利用相关指标，综合比较、分析各个方案的优缺点；

（6）推荐最佳方案或提出优先采用的次序。

费用应包含从项目投资开始到项目终结的整个期间内所发生的全部费用。费用可按现值公式［参见式（14-21）］或按年值公式［参见式（14-22）］计算。

各备选方案的计算期不一致时，应采用费用年值公式。

项目效果计量单位的选择，应能切实度量项目目标实现的程度，且便于计算。若项目的目标不止一个，或项目的效果难以直接度量，需要建立次级分解目标加以度量时，需要用科学的方法确定权重，借助层次分析法对项目的效果进行加权计算，形成统一的综合指标。

费用效果分析可采用效果费用比为基本指标，计算公式为

$$R_{E/C}=\frac{E}{C} \tag{14-38}$$

式中 $R_{E/C}$——效果费用比；

$E$——项目效果；

$C$——项目的计算期费用，用现值或年值表示。

也可采用费用效果比 $R_{C/E}$ 指标，按下式计算

$$R_{C/E}=\frac{C}{E} \tag{14-39}$$

费用效果分析可采用下列基本方法：

（1）最小费用法，也称固定效果法，在效果相同的条件下，应选取费用最小的备选方案。

（2）最大效果法，也称固定费用法，在费用相同的条件下，应选取效果最大的备选方案。

（3）增量分析法，当效果与费用均不固定，且分别具有较大幅度的差别时，应比较两个备选方案之间的费用差额和效果差额，分析获得增量效果所付出的增量费用是否值得，不可盲目选择效果费用比 $R_{E/C}$ 大的方案或费用效果比 $R_{C/E}$ 小的方案。分析时应先确定基准指标（截止指标）$R_{E/C0}$ 或 $R_{C/E0}$。如果增加的效果能够抵补增加的费用，选择费用高的方案，否则，选择费用低的方案。

# 第六节 不确定性分析

## 一、经济评价不确定性分析

项目经济评价所采用的数据大部分来自预测和估算，具有一定程度的不确定性，为分析不确定性因素变化对评价指标的影响，估计项目可能承担的风险，应重点对未来电力市场条件和项目建设条件的可能变化及其对建设项目可能造成的影响程度进行不确定性分析。

项目经济评价不确定性分析主要进行盈亏平衡分析和敏感性分析。

1. 盈亏平衡分析

盈亏平衡分析是指通过计算项目达产年的盈亏平衡点（break-even point，BEP），分析项目成本与收入的平衡关系，判断项目对产出品数量变化的适应能力和抗风险能力。盈亏平衡分析只用于财务分析。

盈亏平衡点可采用生产能力利用率或产量表示，计算公式为

$$BEP_{生产能力利用率}=\frac{年固定成本}{年销售收入-年可变成本-年税金及附加} \tag{14-40}$$

$$BEP_{产量}=\frac{年固定成本}{单位产品销售价格-单位产品可变成本-单位产品税金及附加} \tag{14-41}$$

当项目收入等于总成本费用时，正好盈亏平衡，盈亏平衡点越低，表示项目适应产品变化的能力越大，抗风险能力越强。

2. 敏感性分析

敏感性分析是指通过分析不确定性因素发生增减变化时，对经济评价指标的影响，找出敏感因素。应进行单因素和多因素变化对经济评价指标的影响敏感性分析，可采用敏感性分析表或敏感性分析图的形式表示其计算结果，并计算敏感度系数和临界点，找出敏感性因素。

火力发电工程项目不确定性因素主要有建设投资、年发电量、年供热量、售电价格、供热价格、燃料价格等；水电建设项目国民经济评价（经济费用效益分析）不确定性因素主要有建设投资、建设工期、有效电量、替代方案投资、替代方案年运行费、替代方案燃料价格等，此外，其财务评价（财务分析）不确定性因素通常还有上网电价、融资条件等；电网工程项目不确定性因素主要有建设投资、电量、电价、经营成本等。

计算敏感度系数和临界点应符合下列要求：

（1）敏感度系数 $S_{AF}$。是指项目评价指标变化率与不确定性因素变化率之比，计算公式为

$$S_{AF}=\frac{\Delta A/A}{\Delta F/F} \tag{14-42}$$

式中　$S_{AF}$——评价指标 $A$ 对于不确定因素 $F$ 的敏感系数；

$\Delta F/F$——不确定性因素 $F$ 的变化率；

$\Delta A/A$——不确定性因素 $F$ 发生$\Delta F$ 变化时，评价指标 $A$ 的相应变化率。

$S_{AF}>0$，表示评价指标与不确定因素同方向变化；$S_{AF}<0$，表示评价指标与不确定因素反方向变化。$|S_{AF}|$较大者敏感度系数高。

（2）临界点。也称转换值 switch value，是指不确定性因素的变化使项目由可行变为不可行的临界数值，一般采用不确定性因素相对基本方案的变化率或其对应的具体数值表示。当不确定因素的变化超过了临界点所表示的不确定因素的极限变化时，项目将由可行变为不可行。临界点可通过敏感性分析图得到近似值，也可采用试算法求解。

不同类型建设项目敏感性分析见表 14-4～表 14-8。

典型敏感性分析图如图 14-13 所示，图中每条斜线与基准收益率线（或社会折现率线）的相交点所对应的不确定因素变化率，图中 $C_1$、$C_2$、$C_3$、$C_4$ 等即为该因素的临界点。

**表 14-4　火力发电工程项目敏感性分析表**
**（测算内部收益率）**

| 序号 | 不确定因素 | 变化率 | 内部收益率 | 内部收益率变化率 | 敏感度系数 | 临界点 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 基本方案 | | | | | |
| 2 | 建设投资 | | | | | |
| | | | | | | |
| 3 | 年发电量 | | | | | |
| | | | | | | |
| 4 | 年供热量 | | | | | |
| | | | | | | |
| 5 | 售电价格 | | | | | |
| | | | | | | |
| 6 | 供热价格 | | | | | |
| | | | | | | |
| 7 | 燃料价格 | | | | | |
| | | | | | | |
| … | … | | | | | |
| | | | | | | |

**表 14-5　火力发电工程项目敏感性分析表**
**（测算电价）**

| 序号 | 不确定因素 | 变化率 | 电价 | 电价变化率 | 敏感度系数 | 临界点 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 基本方案 | | | | | |
| 2 | 建设投资 | | | | | |
| | | | | | | |
| 3 | 年发电量 | | | | | |
| | | | | | | |
| 4 | 年供热量 | | | | | |
| | | | | | | |
| 5 | 供热价格 | | | | | |
| | | | | | | |
| 6 | 燃料价格 | | | | | |
| | | | | | | |
| … | … | | | | | |
| | | | | | | |

**表 14-6　水电建设项目敏感性分析表**

| 序号 | 不确定因素 | 变化率 | 内部收益率 | 内部收益率变化率 | 敏感度系数 | 临界点 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 基本方案 | | | | | |
| 2 | 建设投资 | | | | | |
| | | | | | | |
| 3 | 多年平均年发电量 | | | | | |
| | | | | | | |
| 4 | 上网电价 | | | | | |
| | | | | | | |
| 5 | 主要原材料价格 | | | | | |
| | | | | | | |
| … | … | | | | | |
| | | | | | | |

**表 14-7　输变电工程项目敏感性分析表**
**（测算内部收益率）**

| 序号 | 不确定因素 | 变化率 | 内部收益率 | 内部收益率变化率 | 敏感度系数 | 临界点 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 建设投资 | | | | | |
| | | | | | | |
| 2 | 电量 | | | | | |
| | | | | | | |
| 3 | 电价 | | | | | |
| | | | | | | |

续表

| 序号 | 不确定因素 | 变化率 | 内部收益率 | 内部收益率变化率 | 敏感度系数 | 临界点 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 4 | 经营成本 | | | | | |
| | | | | | | |
| … | … | | | | | |
| | | | | | | |

**表 14-8 输变电工程项目敏感性分析表**

**（测算电价）**

| 序号 | 不确定因素 | 变化率 | 电价 | 电价变化率 | 敏感度系数 | 临界点 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 建设投资 | | | | | |
| | | | | | | |
| 2 | 电量 | | | | | |
| | | | | | | |
| 3 | 经营成本 | | | | | |
| | | | | | | |
| … | … | | | | | |
| | | | | | | |

## 二、方案比较不确定性分析

在多方案比较中，应分析不确定性因素和风险因素对方案比较的影响，判断其对比较结果的影响程度，必要时，应进行不确定性分析，以保证比较结果的有效性。在比较时应遵循效益与风险权衡的原则。

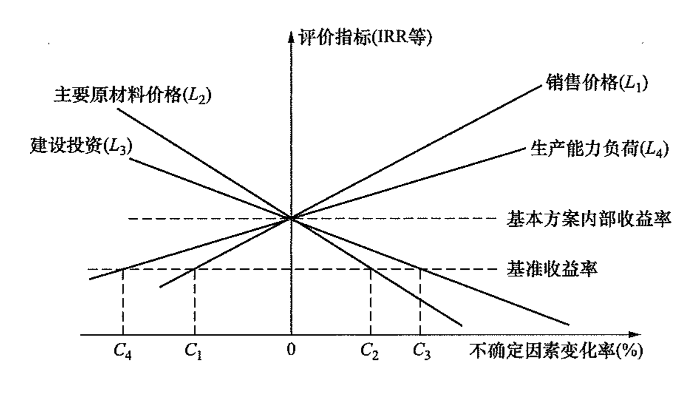



图 14-13 典型敏感性分析图

不确定性因素下的方案比较可采用下列方法：

（1）折现率调整法，调高折现率使备选方案净现值变为零，折现率变动幅度小的方案风险大，折现率变动幅度大的方案风险小。

（2）标准差法，对备选方案进行概率分析，计算出评价指标的期望值和标准差，在期望值满足要求的前提下，比较其标准差，标准差较高者，风险相对较大。

（3）累计概率法，计算备选方案净现值大于或等于零的累计概率，估计方案承受风险的程度，方案的净现值大于或等于零的累计概率值越接近于 1，说明方案的风险越小；反之，方案的风险越大。

# 第　二　篇

# 电力系统二次部分

# 第十五章

# 二次部分综述

## 第一节　电网调度管理体制

### 一、电网调度机构的职责范围

（一）电网调度机构的基本任务

电网调度机构的基本任务是遵循电网运行的客观规律和相关规定保证电网的安全、稳定、连续运行；使电能质量（如电压、频率、谐波等）符合国家规定的标准；按照国家法律、法规及相关规程、规定，依据相关合同或协议，维护各方的合法权益；按照最大范围资源优化配置的原则，实现优化调度，充分发挥发输变电设备能力，最大限度地满足用户的用电需要；接受上级调度机构的调度指挥和专业管理。

（二）电网调度机构的职责

电网调度机构的基本职责范围如下：

（1）负责电网的安全、经济、优质运行，负责指挥调度管辖范围内设备的运行、操作及电网的事故处理。

（2）负责电力市场短期、实时交易的安全校核和参与组织实施。

（3）负责统一指挥调频、调峰及调压工作，负责按规定指挥联络线潮流的调控。

（4）负责电网的安全稳定运行及管理，组织稳定计算，编制全网低频、低压减负荷方案。组织实施调度系统安全性评价工作，参与系统性事故分析，提出改善电网安全、稳定运行的措施。

（5）负责电网经济调度管理，编制经济调度方案，提出降损措施并督促实施。

（6）负责组织编制和执行电网年运行方式和月、日调度计划，执行上级调度机构下达或批准的联络线运行方式和检修申请，核准下级电网与本网相联部分的电网运行方式，执行上级调度机构下达的网间联络线运行方式。

（7）参与编制全网主要设备的年、季检修计划，安排直接调度管辖设备的月度检修计划，对调度许可设备的检修计划进行统一平衡。

（8）参与编制电网的年度逐月发、供电计划和技术经济指标，负责编制全网日发供电调度计划，并下达执行。

（9）参与电网发展规划、系统设计和有关工程项目设计的审查。负责批准调度管辖范围内新建、改（扩）建工程投运，拟定启动方案，对调度管辖设备进行统一调度命名编号。

（10）参与签订发电厂、地方电网的并网协议和购售电合同，负责签订调度管辖范围内的发电厂、地方电网、用户的并网调度协议并严格执行。

（11）负责编制《电网限电序位表》和《电网紧急限电序位表》，报批后执行。

（12）负责组织制定全网继电保护及安全自动装置配置的技术方案和调度管辖范围内的整定方案，并督促实施。

（13）履行电力通信系统管理职责，负责组织制定电力通信网络的规划，并督促实施。

（14）履行调度自动化系统管理职责，负责组织制定电网调度自动化系统的规划，并督促实施。

（15）负责制定和执行调度管辖范围内二次系统安全防护方案；监督并指导下级调度和调度管辖的发电厂二次系统防护方案的编制与实施。

（16）参与电网的大型试验，制定管辖范围内的调试方案，负责有关的调度指挥。

（17）负责水库调度工作，参与协调主要水电厂发电与防洪、航运和供水等方面的关系。

（18）对电网内调度、运行方式、继电保护、自动化和通信等专业技术实行归口管理，制定电网运行技术措施及各专业规章制度和管理规定，组织专业技术人员培训，开展专业竞赛。

（19）收集电网运行数据。

（20）接受上级电力管理部门、调度机构授权或委托的与电力调度相关的工作。

### 二、电网调度机构设置

（一）电网调度机构体系的基本设置

我国电网调度机构分为五级，即国家调度机构；

跨省、自治区、直辖市调度机构；省、自治区、直辖市级调度机构；省辖市级调度机构；县级调度机构。

（1）国家调度机构。国家调度机构，简称国调（中心），是我国电网调度机构的最高级（目前国家电网有限公司与中国南方电网有限责任公司互相独立，相应的机构设置代表该地区的最高调度机构），协调确定各大区之间（或省间）的联络线潮流和运行方式，监视、统计和分析全国电网的运行情况。

（2）跨省、自治区、直辖市调度机构。跨省、自治区、直辖市调度机构，简称网调或国调调控分中心（国家电网有限公司下辖东北、华北、华中、华东、西北、西南6大国网分部所属），按统一调度、分级管理原则，负责跨省、自治区、直辖市间超高压网的安全运行并按规定的发电计划及监控原则进行管理，提高电能质量和经济运行水平。

（3）省、自治区、直辖市级调度机构。省、自治区、直辖市级调度机构，简称省调（各省、自治区、直辖市电网有限公司所属），按统一调度、分级管理原则，负责省内电网的安全运行并按规定的发电计划及监控原则进行管理，提高电能质量和经济运行水平。

（4）省辖市级调度机构。省辖市级调度机构，简称地调（各省地级市电力局、电业局、供电局所属），采集当地网的各种信息，进行安全检测，进行有关站点开关的远方操作，变压器分接头的调节，电力电容器的投切等。

（5）县区级调度机构。县区级调度机构，简称县调（各县级市供电局所属）和区调（省辖市内各区供电局所属）。县调主要监控10kV及以下农村电网的运行，区调主要监控省辖市内各区10kV及以下电网的运行。

（二）其他类型调度机构设置

上述五级调度机构是我国电网调度机构体系的基本设置。此外，各地还根据电力系统的具体情况设置了其他类型的调度机构。

（1）水库调度和梯级水库调度。根据水电站和梯级水电站接入电力系统的调度关系，确定水库调度和梯级水库调度的隶属指挥关系，水库调度和梯级水库调度在统筹兼顾防洪、灌溉、给水、航运、排沙、防凌等多个部分中一项或几项要求基础上，优化管理水库的蓄泄能力和调节库容，为电力系统调度提供水库的电力和电量的发电计划。

（2）独立地方水电（或电网）调度机构。由地方、集体或个人集资兴办与经营管理的，装机容量较小的水电站和配套的、未与公共电网并网运行的地方供电电网，其所对应的独力运行的调度指挥机构。

（3）微电网调度机构。微电网是指包含发电、负荷、储能、控制的微型电力系统，是有效促进分布式发电发展的新技术形态，分为并网型微电网和离网型微电网。

微电网需要保持自身电力电量的基本（或差额）平衡，并在转变成离网运行时维持系统频率和电压等的稳定，因此需要设立微电网调度机构完成上述要求。

（4）大用户调度。为维持用户内部电网的安全、稳定、连续运行而设立的调度机构，在与公共电网的运行关系方面服从于电网调度机构的指挥。

## 第二节 电力系统二次部分设计内容

### 一、专业划分及设计内容

（一）专业划分

电力系统二次划分为继电保护、调度自动化和电力系统通信三个专业。

电力系统二次是电力系统不可缺少的重要组成部分，是电网实现运行和管理现代化的基础，是确保电网安全、稳定、经济运行的重要技术手段。

（二）设计内容

1. 继电保护

继电保护专业设计内容分为电力系统继电保护及自动装置、电力系统安全稳定控制两个领域。

（1）电力系统继电保护。继电保护设计内容包括线路保护、母线保护、断路器失灵保护、自动重合闸等，以及母联分段、短引线、远方跳闸、过电压保护、故障录波、故障测距、继电保护及故障信息管理子站等。

（2）电力系统安全稳定控制。电力系统安全稳定控制设计的内容主要是根据系统的具体情况和要求，开展对系统的安全稳定计算（如静态稳定、暂态稳定、动态稳定、电压稳定、频率稳定及再同步等），并对计算结果进行认真、详细的分析，研究系统的基本稳定特性，检验规划电网的安全稳定水平，优化电网规划方案，提出保证电网安全稳定运行的控制策略和提高系统安全稳定水平的措施，包括在电网中配置相应的安全自动装置和安全稳定控制设备等。

2. 调度自动化

调度自动化领域范围随技术的迅猛发展和电力体制的持续改革而不断扩大，各种新技术、新设备、新观念处于不断涌现过程中，现阶段主要包括以下内容：

（1）调度端调度自动化系统。主要包括能量管理系统、水调自动化系统、雷电定位监测系统、广域相角测量系统、安全稳定管理系统、电量计量系统、保护及故障信息管理系统、脱硫脱硝监测系统、新能源监测系统、调度管理系统等。

（2）备调自动化系统。

（3）厂站端调度自动化。

（4）安全防护及调度数据网系统。

（5）电力市场技术支持系统。

（6）调度通信楼工艺设计。

（7）应急指挥中心。

（8）其他技术支持系统（输变电设备在线监测系统、电网视频在线监控系统、电能质量在线监测系统、电网运营监测系统等）。

3. 电力系统通信

电力系统通信主要包括以下内容：

（1）光纤通信；

（2）电力线载波通信；

（3）微波通信；

（4）调度交换系统；

（5）行政交换系统；

（6）视频会议系统；

（7）综合网管系统；

（8）时钟同步系统；

（9）数据通信网；

（10）通信电源系统。

### 二、设计阶段

电力系统二次专业设计基本划分为六个阶段：

（1）二次系统规划设计；

（2）可行性研究，包括调度中心自动化系统及二次专项工程和电源接入系统二次设计；

（3）初步设计，包括调度中心自动化系统及二次专项工程初步设计；

（4）功能规范书（设备技术条件书）编制；

（5）施工图设计；

（6）竣工图设计。

## 第三节　主要设计原则

### 一、遵循国家各项法律、法规和相关产业政策

电力系统二次设计应遵循国家各项法律、法规，如《电力法》《电网调度管理条例》、国家发展和改革委员会令第14号《电力监控系统安全防护规定》、国能安全〔2015〕36号《电力监控系统安全防护总体方案》、中华人民共和国国务院令第599号《电力安全事故应急处置和调查处理条例》等。

### 二、遵循电力行业各项标准和技术规程、规定

电力系统二次设计应遵循电力行业的各项标准和技术规程、规定，主要包括但不限于：

GB/T 14285《继电保护和安全自动装置技术规程》

DL 755《电力系统安全稳定导则》

DL/T 5003—2017《电力系统调度自动化设计规程》

DL/T 5002—2005《地区电网调度自动化设计技术规程》

DL/T 5137—2001《电测量及电能计量装置设计技术规程》

DL/T 5202—2004《电能量计量系统设计技术规程》

GB/T 50065《交流电气装置的接地设计规范》

《国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施（2018年修订版）及编制说明》

DL/T 5103《35kV～220kV无人值班变电站设计规程》

DL/T 548《电力系统通信站过电压防护规程》

DL/T 620《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》

DL/T 5404《电力系统同步数字系列（SDH）光缆通信工程设计技术规定》

DL/T 788《全介质自承式光缆》

DL/T 364《光纤通道传输保护信息通用技术条件》

DL/T 5225《220kV～1000kV变电站通信设计规程》

DL/T 5157《电力系统调度通信交换网设计技术规程》

DL/T 5189《电力线载波通信设计技术规程》

DL/T 5025《电力系统数字微波通信工程设计技术规程》

### 三、符合本领域各种规划要求

电力系统二次设计应满足各区域电网发展规划要求，符合各种专业规划要求。

安全稳定控制装置设计应符合电力系统三道防线体系整体架构的要求。

调度自动化设计应满足各网省级电网公司调度自动化规划要求。

电力通信系统设计应遵循相关通信网规划。

### 四、遵循工程上阶段确定的技术原则和主要技术方案

安全稳定控制系统、调度自动化系统及通信工程等二次系统专项工程应依据二次系统规划及前期报告评审意见，在主要技术方案、设计水平年等原则方面与上一阶段保持一致；发输变电工程初步设计中系统二次部分设计应与相应的接入系统设计中确定的技术原则和主要技术方案保持一致。

安全稳定控制专题方案研究的必要性来源于电网

或电源工程的可行性研究报告及评审意见，专题方案研究及评审意见确定的技术原则和主要技术方案作为安全稳定控制初步设计、施工图设计的前提和基础，包括电力系统存在的安全稳定问题、控制方案、装置配置及功能要求等内容。

调度自动化系统设计应满足工程建设标准，符合开放性、可靠性、安全性、实用性、可维护性、可扩展性等要求。

通信工程设计应考虑各级通信资源的共享，充分利用已有电力系统资源，应与通信发展规划相结合。相应的建设方案、技术方案、设备选型应以近、远期发展规划为依据，以近期需要为主，兼顾远期发展和扩容升级的可能。

## 五、满足合同要求

电力系统二次专业设计方案应满足与各电网公司、发电企业等签订的合同要求。

# 第十六章

# 电力系统继电保护

## 第一节　一　般　规　定

### 一、概述

电力系统继电保护是电力系统的重要组成部分，对及时隔离电网故障，保证系统安全稳定运行具有重要作用。

电力系统继电保护的保护对象是电力系统一次设备，两者相互依赖，相互影响，必须合理处理电力系统继电保护与一次系统的关系。首先，电力系统一次网架要满足DL 755《电力系统安全稳定导则》等相关规程、规定的要求，这是保证电力系统安全稳定运行的基础。在确定电网结构、厂站主接线以及系统运行方式时，应考虑继电保护配置的合理性及可行性，避免由于特殊的电网结构、特殊的主接线形式以及特殊的运行方式造成继电保护配置、接线的复杂化，从而降低继电保护的可靠性；其次，在进行继电保护配置时，应满足GB/T 14285《继电保护和安全自动装置技术规程》等相关规程、规定的要求，并应尽力适应系统运行方式的变化，避免由于继电保护配置、接线的不合理而限制一次系统运行方式。对于继电保护无法适应的运行方式，应明确提出，并应避免在运行中出现。

电力系统继电保护需满足可靠性、选择性、灵敏性、速动性等“四性”的要求。要满足“四性”要求，涉及继电保护的制造、工程设计、施工、运行等多方面，其中设计阶段至关重要。继电保护应首选技术成熟、原理简单、运行维护方便并有成功运行经验的设备，所选设备应为通过相关机构检测的数字式设备。

电力系统继电保护是指与系统相关的保护，一般包括线路保护、母线保护、断路器失灵保护、自动重合闸保护以及母联分段保护、短引线保护、远方跳闸保护、过电压保护等，此外，失灵启动装置、电压切换装置、操作箱等设备是与系统保护密切相关的设备。

### 二、影响继电保护配置的主要因素

1. 电网的电压等级

不同电压等级的电网输送容量、供电范围不同，故障对系统的影响以及对故障的切除要求也不同。例如：330kV及以上电压等级电网输送功率大，稳定问题比较严重，要求保护装置的可靠性高，动作速度快。同时，系统的一次和二次回路的暂态过程以及电压和电流传变的暂态过程的影响对继电保护的暂态特性提出了严格要求。在GB/T 14285《系统继电保护和安全自动装置技术规程》中，对不同电压等级电网的继电保护配置有不同的要求。对于220kV及以上电压等级的线路保护，应采用近后备方式，而对于110kV及以下电压等级的线路保护，采用远后备方式。这对继电保护的配置会带来较大影响。

2. 中性点接地方式

中性点接地方式主要影响电网中接地保护的选型与配置。中性点直接接地电网与中性点非直接接地电网，因单相接地故障电流的不同而采用不同原理的接地保护。一般前者反映单相接地短路电流及电压，动作于跳闸；后者仅反映单相接地的电容电流或暂态电流，动作于跳闸或只发信号不跳闸。

3. 电网结构及厂站主接线形式

不同的电网结构及主接线形式会对系统继电保护及自动装置配置带来影响。例如，对于330kV及以上电压等级同塔架设的双回线路，由于线路故障对系统的稳定影响较大，在发生跨线故障时，需要双回线路均实现选相跳闸，这就要求双回线路保护均具有跨线故障选相能力；又如：对于双母线接线，重合闸功能一般随线路保护配置，而对于3/2接线（也称一个半断路器接线），重合闸功能一般随断路器配置。

下列电网及主接线结构变化可能对继电保护的配置带来影响，在进行继电保护配置时需要关注：

（1）线路是否带有T接分支；

（2）是单端电源线路还是双端电源线路；

（3）线路是否为同塔架设双回或多回线路；

（4）线路是否带串联补偿电容；

（5）主接线形式（双母线接线、一个半断路器接线、角接线、外桥接线、线路—变压器组等）；

（6）主接线是否带有旁路或母联兼旁路断路器；

（7）线路是否为短线群或长短线配合线路。

4. 通道条件

通道条件是影响继电保护及自动装置配置的因素之一。例如，当系统具备光纤通道条件时，线路全线速动主保护可选择电流差动保护、纵联距离保护等。当系统只具备载波通信条件时，线路全线速动主保护就不能选择电流差动保护。

5. 经济性因素

继电保护及自动装置配置的经济性因素主要体现在对系统现运行保护设备的利用上。在改扩建工程中，对于厂站内的保护（如母线保护、断路器保护等），在满足配置要求的前提下，应考虑充分利用现有保护设备；对于Π接线路，应考虑利用线路两端现有线路保护的可能性。

6. 地区运行要求

不同地区的地理、气象条件不同，长期以来形成了各自地区不同的运行习惯和要求，目前国内主要保护设备生产厂商生产的保护设备也有适用于不同地区的保护版本。在进行继电保护及自动装置配置时，应给予考虑。

7. 对电网发展的适应性

进行系统保护及自动装置配置时应考虑装置对远期系统的适应性，避免由于系统变化造成的继电保护及自动装置的频繁更换。

## 第二节 线 路 保 护

### 一、类型及适用范围

线路保护经历了电磁型、整流型、晶体管型、集成电路型直至发展为目前普遍采用的微机型保护。线路保护原理多种多样，随着运行经验的积累以及系统通信条件的改善，有些原理的保护被越来越多地采用，如电流差动保护。同时，另一些原理的保护逐步退出运行，如相差保护。目前，系统中采用的线路保护类型主要包括电流电压保护、距离保护、零序电流保护，以及各种原理的纵联保护。

1. 电流电压保护

电流电压保护依据故障状态下电流电压值判别故障元件及故障点范围，保护一般由多段组成，可无时限或带时限，无方向或带方向。由于故障状态下系统的短路电流及残余电压数值随电网运行方式变化而变化，而保护的定值又不能随运行方式变化而自动调整，所以电流电压保护的保护区及灵敏度也随运行方式的变化而变化。当系统运行方式变化较大时，电流电压保护的特性将严重恶化。同时，负荷电流及电网中的振荡电流也会对该类保护造成较大影响。因此，电流、电压保护一般只能作为35（66）kV及以下电压等级简单系统的线路保护使用。

电流电压保护主要包括无时限电流速断保护、限时电流速断保护、定时限过电流保护。无时限电流速断保护作为电流电压保护的第一段，可以作为线路的主保护，使被保护线路上部分或大部分相间故障都能有选择性地瞬时切除，降低电网内与其有配合关系的保护的动作时限，提高系统保护水平；限时电流速断保护作为电流电压保护的第二段，可作为线路末端故障的主保护，与相邻的下级线路或变压器的瞬时动作的保护配合获得选择性。当线路对侧母线无专用的母线保护时，还兼做该母线的母线保护；定时限过电流保护作为电流电压保护的第三段，主要作为后备保护使用，当负荷电流明显小于短路电流时，一般能够满足灵敏度要求。

单纯的以电压为判据的保护由于难以满足灵敏性、选择性要求，且需要采取防止电压回路断线时保护误动的闭锁措施，一般不推荐采用。

2. 距离保护

距离保护是通过测量故障点与保护安装处的距离（阻抗），并根据距离的远近确定动作时间的一种保护。其测量原理决定了距离保护受系统运行方式变化的影响较小，与电流电压保护比较具有更好的选择性，整定配合也较电流电压保护容易，因此，它是目前电网中普遍采用的保护形式之一。

距离保护包含相间距离保护和接地距离保护，一般配置多段，具有方向性，可无时限或带时限，可用于110kV及以下电压等级线路的主保护及后备保护，以及220kV及以上电压等级线路的后备保护。距离保护与通道配合构成纵联保护，还可用于220kV及以上电压等级线路的主保护。

3. 零序电流保护

零序电流保护主要用于大电流接地系统中的接地保护，一般带有方向性，通过测量保护安装处零序电流的大小及方向来判别接地故障。零序电流保护一般配置多段，可无时限或带时限，包括定时限零序电流保护和反时限零序电流保护。

零序电流保护可用于110kV电压等级线路的主保护及后备保护，以及220kV及以上电压等级线路的后备保护。零序电流保护与通道配合构成纵联保护，还可用于220kV及以上电压等级线路的接地故障主保护。

4. 纵联保护

线路的纵联保护种类较多，包括纵联电流差动保护、纵联距离保护、纵联方向保护等，主要用于220kV 及以上系统的主保护。分相电流差动保护以其原理简单、保护原理具有选相功能、受串联补偿电容影响较小等优点，是目前电网中首选的纵联保护类型。

## 二、35kV 及以上中性点非直接接地系统

(一)概述

35kV 及以上中性点非直接接地系统在我国主要指35kV和66kV系统，其中性点为经消弧线圈接地或不接地。110kV 系统绝大部分中性点直接接地，但在个别雷电活动较强的山岳、丘陵地区，也有中性点经消弧线圈接地系统。

35kV 及以上中性点非直接接地系统的线路保护配置要满足 GB/T 14285《继电保护和安全自动装置技术规程》的要求，可采用电流电压保护作为相间故障的主保护及后备保护，当电流电压保护不能满足要求时，可采用距离保护或在通道条件允许时采用分相电流差动保护。对于单相接地故障，应装设单相接地保护，根据需要动作于信号或跳闸。

35kV 及以上中性点非直接接地系统的线路保护采用远后备方式。为了简化保护，必要时可采用自动装置来纠正线路保护的非选择性动作（例如重合闸前加速），或在故障时将环网先解列（利用解列装置）而后恢复的办法。

(二)配置原则

35kV 及以上中性点非直接接地系统线路保护的主要配置原则如下：

（1）系统采用远后备保护方式。

（2）以下情况应快速切除故障：

1）线路短路使发电厂厂用电母线电压低于额定电压 60%时。

2）如切除线路时间长，可能导致线路失去热稳定时。

3）城市配网的直馈线，为保证供电质量时。

4）与高压电网临近的线路，如切除故障时间长，可能导致高压电网产生稳定问题时。

（3）应装设单相接地保护，根据需要动作后发信号或跳闸。

（4）对于可能出现过负荷电缆线路或电缆、架空混合线路，应装设过负荷保护，保护带时限动作于信号，必要时也可动作于跳闸。

(三)主要应用的保护

1. 电流电压保护

对电网结构简单的辐射状网络，采用带方向或不带方向的电流电压保护作为相间故障的主保护及后备保护，一般可以满足灵敏性、选择性、速动性的要求。对于单侧电源线路，无需带方向；对于双侧电源线路，需经方向元件控制。对于由几段线路串联组成的单侧电源线路，如电流电压保护不能满足速动性或灵敏性要求时，速断保护可无选择性跳闸，但应以自动重合闸补救（重合闸前加速方式）。此时速断保护应躲过降压变压器低压母线的短路。

在决定保护配置方案时，应考虑保持电流、电压保护简单可靠的性能，在具体工程应用中遵循以下三点：

（1）系统运行方式变化不大，一套保护即可满足不同运行方式下对保护的选择性、灵敏性和速动性的要求。

（2）从发展的角度看，保护配置方案应能在较长时间内适应电网对保护的要求。

（3）当采用电流、电压保护作为某一线路相间故障的主保护及后备保护时，不致影响到与其有配合关系的相邻线路保护的灵敏性、选择性及动作时限。

为了有选择性地切除故障，电流、电压保护需按阶段配置，一般包含以下三段：

（1）第一段：通常指保护的瞬动段，本段保护不经时限元件，以最快速度发出跳闸命令，如电流速断保护。

（2）第二段：通常指主保护的延时段，其动作范围及时限与相邻元件的主保护配合，如限时电流速断保护。

（3）第三段：通常指后备保护，由各类过电流保护构成，如定时限过电流保护。

三段式电流、电压保护在 35（66）kV 电压等级线路保护中应用较广，各段保护在系统中的作用分述如下：

（1）电流速断保护作为线路的主保护，其主要作用为：

1）满足线路故障快速切除的要求。

2）能够选择性快速切除被保护线路上部分相间故障，这将压缩与其有配合关系的相邻线路保护的延时段的动作时间，从而降低电网中各处与其有配合关系的保护的动作时限，提高系统的保护水平。

3）无方向的电流速断保护除可作为线路的主保护外，有时也作为线路保护死区内故障的辅助保护。

（2）限时电流速断保护作为电流电压保护的第二段，其主要作用为：与电流速断保护共同构成线路的主保护，用于保护本线路中电流速断保护区外的故障。当线路对侧母线没有专用母线保护时，也可作为该母线的母线保护。

（3）定时限过电流保护作为电流电压保护的第三

段，用于本线路及相邻线路的后备保护，其电流定值一般按躲过最大负荷电流整定。在单侧电源的辐射状网络中，当负荷电流明显小于短路电流时，过电流保护一般可以满足灵敏度系数要求。但对于负荷较重的线路以及包含多个电源点的环形网络，过电流保护通常不能保证动作的灵敏性和选择性。

2. 距离保护

对于 35kV 及以上电压等级中性点非直接接地系统中，在下述情况下可以考虑采用距离保护：

（1）当系统结构比较复杂，采用电流、电压保护无法满足灵敏性、选择性和速动性要求时。

（2）系统运行方式变化频繁且变化较大，一组电流、电压保护定值难以适应不同的系统运行方式时。

（3）当本线采用距离保护可以明显改善相邻线路保护的配合条件时。

距离保护一般采用三段式，第一段、第二段作为本线路的主保护，第三段作为后备保护。35kV 及以上电压等级中性点非直接接地系统中的距离保护不考虑振荡闭锁。

3. 纵联保护

在 35kV 及以上中性点非直接接地系统中，当通道条件允许且满足以下条件时，可以装设纵联保护。

（1）当线路故障要求快速切除时。

（2）当本线配置全线速动保护可以明显改善相邻线路保护配合条件时。

纵联保护可以是纵联方向保护、纵联距离保护或纵联电流差动保护。纵联方向保护、纵联距离保护可分为允许式和闭锁式，纵联电流差动保护一般为分相电流差动保护。

目前，在 35kV 及以上中性点非直接接地系统中，纵联保护中使用较多的是纵联电流差动保护。能否选用纵联差动保护的关键制约条件是通道，当系统通道便利，尤其是具备专用光纤通道时，选择纵联差动保护与选择距离保护比较，设备投资基本不变，而纵联电流差动保护可以快速切除全线故障，对于提高系统保护性能，改善相邻线路保护配合条件均十分有益。因此，对于双端电源线路，在通道条件具备时，即可采用纵联电流差动保护作为线路的主保护。

4. 接地保护

中性点非直接接地系统中的单相接地保护与中性点直接接地系统中单相接地保护相比，其构成方式、作用原理以及功能是完全不同的。中性点非直接接地系统中发生单相接地故障时，线电压不变，仅相电压发生改变，中性点发生位移，有较高的零序电压，而故障点流过的电流很小，一般只有几安培。因此，中性点非直接接地系统中的接地保护可根据具体情况发出信号，必要时发出跳闸命令。

当中性点绝缘时，单相接地故障电流为系统的自然电容电流；当中性点经消弧线圈接地时，单相接地故障电流为经消弧线圈补偿后的残余电流。通常这些电流远小于负荷电流，给单相接地保护的选择性及灵敏性带来挑战。

小电流接地故障的判别包括接地故障的监视和接地线路的选择，接地故障的监视利用监视厂站端母线的零序电压实现。当出现单相接地故障时，厂站母线会出现较大的零序电压，据此可判断系统出现了单相接地故障。

可在厂站端集中配置小电流接地故障检测装置，当检测到系统出现单相接地故障后，可自动收集各间隔的零序电流及母线的零序电压，根据各间隔零序电流的大小及零序功率方向，经计算判断接地线路。也可利用各间隔配置的保护装置，在出现零序电压时，试跳该线路，并利用重合闸装置实现重合。该线路跳开后，若零序电压消失，则判断为该线路接地。

目前，国内各保护设备生产厂家生产的用于非直接接地系统的保护设备均可选配小电流接地选线功能。

## 三、110～220kV 中性点直接接地系统

### （一）概述

1. 中性点直接接地系统线路保护的构成方式

在我国，除个别 110kV 及 154kV 电压等级系统外，其余 110kV 及以上电压等级系统均属于中性点直接接地系统，应装设防御相间及接地短路故障的保护。

110～220kV 中性点直接接地系统的线路保护配置要满足 GB/T 14285《继电保护和安全自动装置技术规程》的要求。对于 110kV 系统的线路保护宜采用远后备方式，线路主保护单重配置，必要时要求主保护全线速动；对于 220kV 系统的线路保护则宜采用近后备方式，除线路主保护要双重化配置外，还应配置断路器失灵保护。

2. 中性点直接接地系统的特点及其对继电保护的影响

进行输电线路的保护配置时，必须根据系统的电气特点选择合适原理的保护设备。从继电保护的观点来看，中性点直接接地系统的特点及其对继电保护的影响主要包括五个方面：

（1）中性点直接接地系统最显著的特点是单相接地时有较大的零序电流，要求快速切除故障，以减少对设备及通信线路的危害。

（2）由于短路、操作或负荷变化，可能引起系统振荡，产生电气量的对称脉动变化，因此，要求相关保护要具有区分系统振荡与对称短路故障的能力，以

保证系统振荡时，保护装置不误动，系统故障时，保护装置不拒动。

（3）当线路采用单相重合闸时，在单相故障切除后，重合闸装置合闸前，线路将出现短时的非全相运行。在非全相运行期间，将产生稳定的负序和零序分量，对以负序和零序分量为判别量的保护装置带来影响。

（4）对于高压送电线路，当输送功率较大时，负荷阻抗可能接近短路阻抗，要求保护具有区分短路和负荷状态的能力。

（5）由于电压等级的提高以及采用分裂导线，线路电容电流增加。电容电流使线路两侧电流相位及幅值发生变化，同时分布电容的充放电引起高频自由分量电流，这些都会影响到某些继电保护的性能。

3. 主保护及后备保护

输电线路的主保护从动作时间上划分为全线瞬时动作及按阶梯时限特性动作两类。当要求被保护线路全线任何地点、任何类型故障均能瞬时有选择性切除时，应采用全线瞬时动作的保护作为主保护，如各类纵联保护。当系统允许线路一侧故障以保护的第二段时限切除时，则可采用具有阶梯时限特性的保护作为主保护。

输电线路的后备保护分为远后备保护和近后备保护两类。远后备保护是指当主保护拒动或主保护虽然动作但断路器失灵时，由相邻线路的后备保护动作切除故障；近后备保护是指当一套主保护拒动时，由另一套主保护动作切除故障。当两套主保护均拒动时，由线路的后备保护切除故障。当断路器失灵时，由失灵保护断开相邻断路器切除故障。

当技术上满足要求时，应优先采用远后备方式，以简化保护配置。但在 220kV 及以上电压等级系统中，因对故障切除快速性的要求较高，普遍采用近后备方式。两种后备保护方式的优缺点比较见表 16-1。

**表 16-1 远后备与近后备比较表**

| 后备保护方式 | 远后备 | 近后备 |
|---|---|---|
| 构成方式 | 以相邻元件的保护特性对本元件内部故障有一定灵敏度来起后备保护作用。如相邻元件的阶段式距离保护、零序电流保护、电流电压保护。各类纵联保护不能作为相邻元件的后备保护 | 每一元件具有独立的主保护和后备保护，不依赖相邻元件的保护起后备保护作用。当必要时需装设断路器失灵保护 |
| 优点 | 简单，同时考虑了所有可能发生故障环节（包括保护拒动、断路器失灵、直流电源故障等）的后备措施，后备范围广 | 动作快，保护灵敏系数高，整定计算简单，适用于复杂网络 |
| 缺点 | （1）由于助增作用使对相邻元件后备保护的灵敏系数有时不足，造成配合困难或无选择性；<br>（2）由相邻元件后备保护切除故障时，动作时间长，影响范围大；<br>（3）复杂电网难以实现 | （1）每一元件需装设两套及以上保护，且需配置断路器失灵保护，使保护配置及二次回路复杂；<br>（2）对公共设备故障有时不能起到后备作用 |
| 应用范围 | 一般用于 110kV 及以下电压等级系统 | 一般用于 220kV 及以上电压等级系统 |

（二）配置原则

1. 110kV 线路保护配置原则

（1）110kV 系统宜采用远后备保护方式，主保护及后备保护单重化配置。

（2）可配置阶段式相间距离保护作为相间故障的主保护及后备保护；配置阶段式接地距离保护、零序电流保护作为接地故障的主保护及后备保护。

（3）双侧电源线路在以下情况下，应配置一套全线速动保护作为主保护：

1）根据系统稳定要求有必要时。

2）线路短路使发电厂厂用电母线电压低于额定电压 60%，且其他保护不能无时限且有选择地切除故障时。

3）系统中某些线路采用全线速动保护后，不仅改善本线路保护性能，还可改善相邻元件保护的配合条件，从而改善整个系统的保护性能。

（4）对于多级串联或采用电缆的单侧电源线路，为满足快速性和选择性要求，可配置一套全线速动保护作为主保护。

（5）对于电缆线路或电缆架空混合线路，应装设过负荷保护。

2. 220kV 线路保护配置原则

220kV 线路应按加强主保护、简化后备保护的总体原则配置保护设备，具体配置原则如下：

（1）220kV 系统宜采用近后备保护方式，如能实现远后备，也可采用远后备方式，或远近结合的保护方式。

（2）220kV 线路主保护应双重化配置，以保证线路故障的快速可靠切除。当两套主保护均含有完善的后备保护功能时，可不单独配置后备保护。

（3）可配置阶段式相间距离保护作为相间故障的后备保护，配置阶段式接地距离保护、阶段式零序电流保护（或反时限零序电流保护）作为接地故障的后备保护。线路经不大于 100Ω 过渡电阻接地故障时，

应可靠切除。

（4）220kV 线路断路器一般为分相操作断路器，要求线路保护具有选相跳闸能力。

（5）对于同塔架设的双回线路，可配置与一般线路相同的保护。但当双回线路同时跳闸对系统影响较大（如影响系统稳定性、损失负荷等）时，主保护应具备跨线故障选相跳闸的能力。

（6）对于电缆线路或电缆架空混合线路，应装设过负荷保护。

（三）主要应用的保护

1. 零序电流方向保护

零序电流方向保护是反映线路发生接地故障时零序电流大小和方向的保护，是中性点直接接地系统接地故障的基本保护方式。零序电流方向保护具有原理简单、动作可靠、正确动作率高等一系列优点，在中性点直接接地系统中得到普遍采用。然而，零序电流方向保护也有其缺陷。在复杂网络中，零序电流方向保护也存在灵敏性、选择性不足，整定配合困难的问题。此时，可配置阶段式方向性接地距离保护，并辅以零序电流方向保护。

对于不同的电压等级、不同的网络结构，对零序电流方向保护的段数要求也不同，保护段数的设置应满足不同使用条件下的整定配合要求。在 110kV 系统中，断路器通常为三相操作，不采用单相重合闸。而 110kV 线路也可能不装设全线速动主保护，因此，零序电流方向保护用于 110kV 线路时，既做主保护，又做后备保护，与三相重合闸配合。在 220kV 系统中，断路器通常为分相操作，重合闸可以为单相重合闸、三相重合闸或综合重合闸。而 220kV 线路要求配置全线速动主保护，零序电流方向保护用于 220kV 线路时，主要是作为近后备保护使用，而作为远后备使用则存在灵敏度不足、动作时限过长的问题。

国内各保护设备生产厂家生产的用于高压电网的零序电流方向保护通常设有多段零序电流保护，并配有反时限零序电流保护，每段零序电流保护可选择是否经零序方向元件控制。图 16-1 所示为目前工程中使用的一种数字阶段式零序电流方向保护装置的逻辑回路，以此为例对零序电流保护的各项功能进行说明。

图 16-1 中所示零序电流方向保护设置零序Ⅰ～Ⅳ段、零序反时限保护以及非全相期间投入的不灵敏Ⅰ段。全相运行期间，投入零序Ⅰ～Ⅳ段和零序反时限保护。非全相运行时，闭锁零序Ⅰ～Ⅳ段，投入零序不灵敏Ⅰ段、零序反时限段和零序Ⅳ段的短时间段。

（1）零序Ⅰ段和不灵敏Ⅰ段自动带方向，零序Ⅱ、Ⅳ段及零序反时限是否带方向性由各自的控制字控制。

（2）电流互感器（以下简称 TA）断线时，利用 TA 断线时无零序电压这一特征，用零序方向元件实现闭锁。若零序电流长期存在，经 12s 后发信号，并闭锁零序各段。正常运行时若 $3U_0$ 工频分量较大，方向元件闭锁不可靠，也可用 $3U_0$ 突变量将零序各段保护闭锁。

（3）零序方向模块用自产 $3U_0$ 和 $3I_0$ 判断方向，当电压互感器（以下简称 TV）断线时带方向的零序保护退出工作。

（4）手动合闸于故障时，零序各段不带方向，为躲开断路器三相不同步合闸，零序各段经 0.1s 延时永跳；零序不灵敏Ⅰ段无延时永跳。

（5）重合闸于故障时，零序Ⅰ段经 100ms 延时永跳；由控制字控制加速Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ段，经 100ms 延时永跳；零序不灵敏Ⅰ段无延时永跳。

（6）Ⅰ段范围故障，如果保护“选中单相”则单跳；如果保护“选中多相”则经控制字控制永跳或三跳（图 16-1 中为永跳）。Ⅱ、Ⅲ段范围故障，跳闸由控制字控制投退，控制选跳或永跳（图 16-1 中为永跳）。Ⅳ段范围故障，跳闸由控制字控制三跳或永跳（图 16-1 中为永跳）。

（7）非全相期间，闭锁易误动各段（零序Ⅰ～Ⅳ段）。非全相运行期间故障，不灵敏Ⅰ段动作瞬时三跳。零序Ⅳ段在电压接线路 TV 时，不带方向三跳或永跳；在电压接母线 TV 时，经方向控制三跳或永跳（图 16-1 中为永跳）。

（8）零序反时限保护动作，经控制字控制实现永跳或三跳（图 16-1 中为永跳）。

2. 距离保护

距离保护一般按阶段配置，包括接地距离保护和相间距离保护。在复杂网络中，当采用零序电流方向保护作为接地故障保护无法满足灵敏性、选择性要求时，采用阶段式方向接地距离保护，可以改善接地保护性能。但为了保护经高电阻接地故障，仍应保留零序电流保护。阶段式相间距离保护由于受运行方式影响较小，在 110～220kV 系统中得到广泛应用，作为相间故障的主保护及/或后备保护。

在 110kV 系统中，线路可能不装设全线速动主保护，因此，阶段式距离保护用于 110kV 线路时，既做主保护又做后备保护。在 220kV 系统中，线路要求配置全线速动主保护，阶段式距离保护用于 220kV 线路时，主要作为后备保护使用。

国内各保护设备生产厂家生产的用于高压电网的距离保护通常设有三段，并将接地距离保护功能与相间距离保护功能集成在同一装置中实现。图 16-2 所示为目前工程中使用的一种数字阶段式距离保护装置的逻辑回路，以此为例对距离保护的各项功能进行说明。

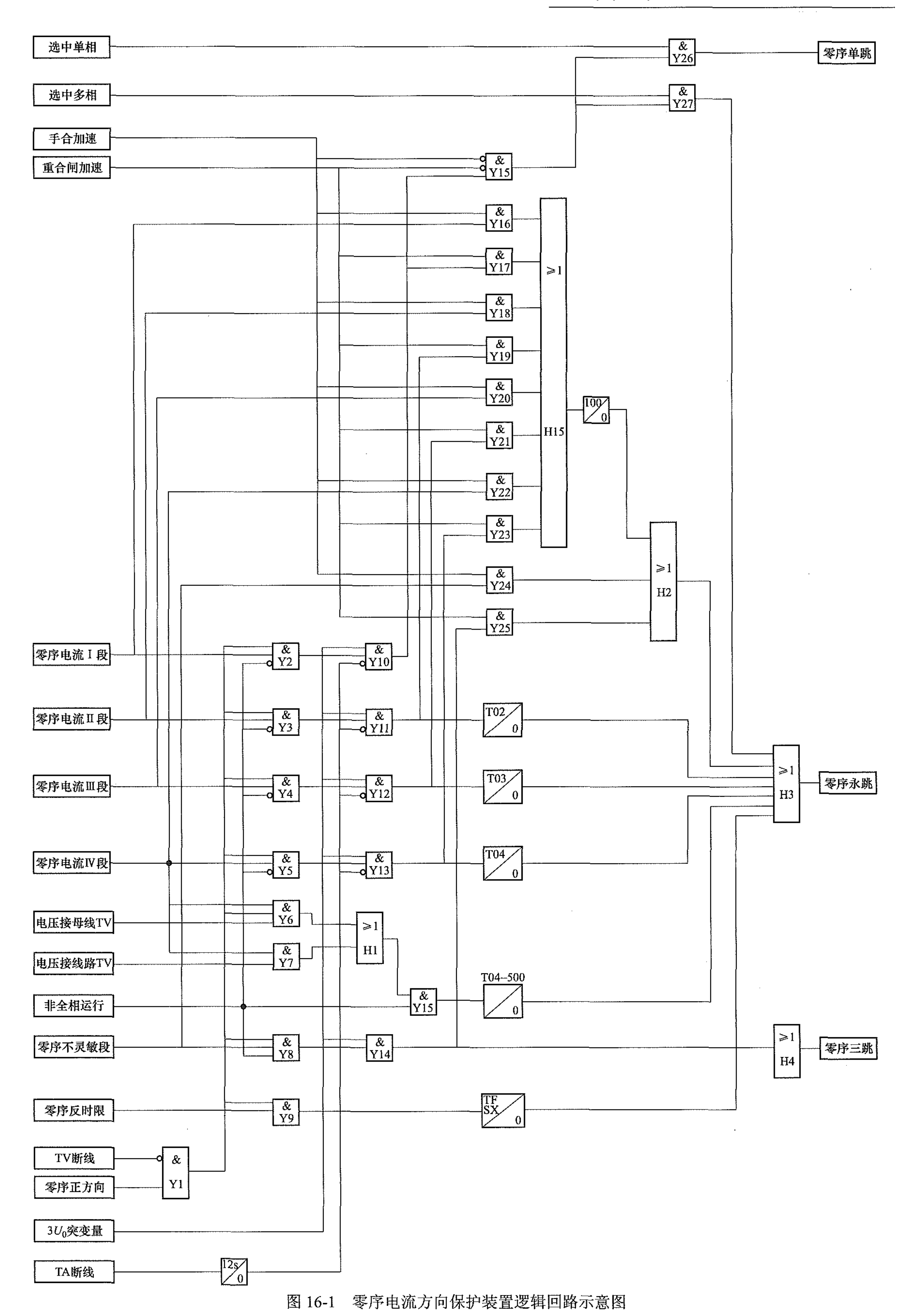



图 16-1 零序电流方向保护装置逻辑回路示意图

图 16-2 中距离保护设置了三段相间距离和三段接地距离保护，用于切除相间故障和单相接地故障，还设有快速距离Ⅰ段。

（1）突变量启动元件 IQD 动作，在 150ms 以内短时开放测量元件，通过计算和判断，若阻抗在快速Ⅰ段动作区内，则快速选相跳闸；若阻抗在距离Ⅰ段动作区内，由控制字控制是否经振荡闭锁，接地距离Ⅰ段固定选相跳闸，相间距离Ⅰ段由控制字控制三跳或永跳（图 16-2 中为三跳）；若阻抗在Ⅱ段范围内，由控制字控制是否经振荡闭锁，接地距离Ⅱ段、相间距离Ⅱ段均可经控制字控制选跳或永跳（图 16-2 中为永跳）；若阻抗在Ⅲ段范围内，固定不经振荡闭锁，由控制字控制三跳或永跳(图 16-2 中为永跳)。

（2）TV 断线时，各段距离保护均退出工作，同时装置将继续监视 TV 电压，电压恢复正常后，距离保护将自动重新投入运行。

（3）手动合闸时，若任一阻抗在Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ段内，立即启动永跳。

（4）重合闸于故障上，进行后加速跳闸：瞬时加速距离Ⅱ段，启动永跳；瞬时加速距离Ⅲ段或按躲振荡延时 1.5s 加速距离Ⅲ段，启动永跳；固定投入 100ms 电抗相近加速。即在重合后，原故障相的测量阻抗在Ⅱ段内，且电抗分量同跳闸前的电抗分量相近时，加速保护，启动永跳。

（5）振荡闭锁。电流突变量启动后，转入故障处理程序，测量元件短时开放 150ms。在保护启动 150ms 时间内，装置固定投入快速距离Ⅰ段和距离Ⅰ、Ⅱ段元件，在电流突变量启动 150ms 后或经静稳失稳启动、零序辅助启动时，则进入振荡闭锁模式，之后距离Ⅰ、Ⅱ段须经振荡闭锁开放元件控制。距离Ⅰ段和Ⅱ段分别由控制字控制是否经振荡闭锁，若设为不经振荡闭锁，则保护启动后，距离Ⅰ段、Ⅱ段固定投入。距离Ⅲ段固定不经振荡闭锁。

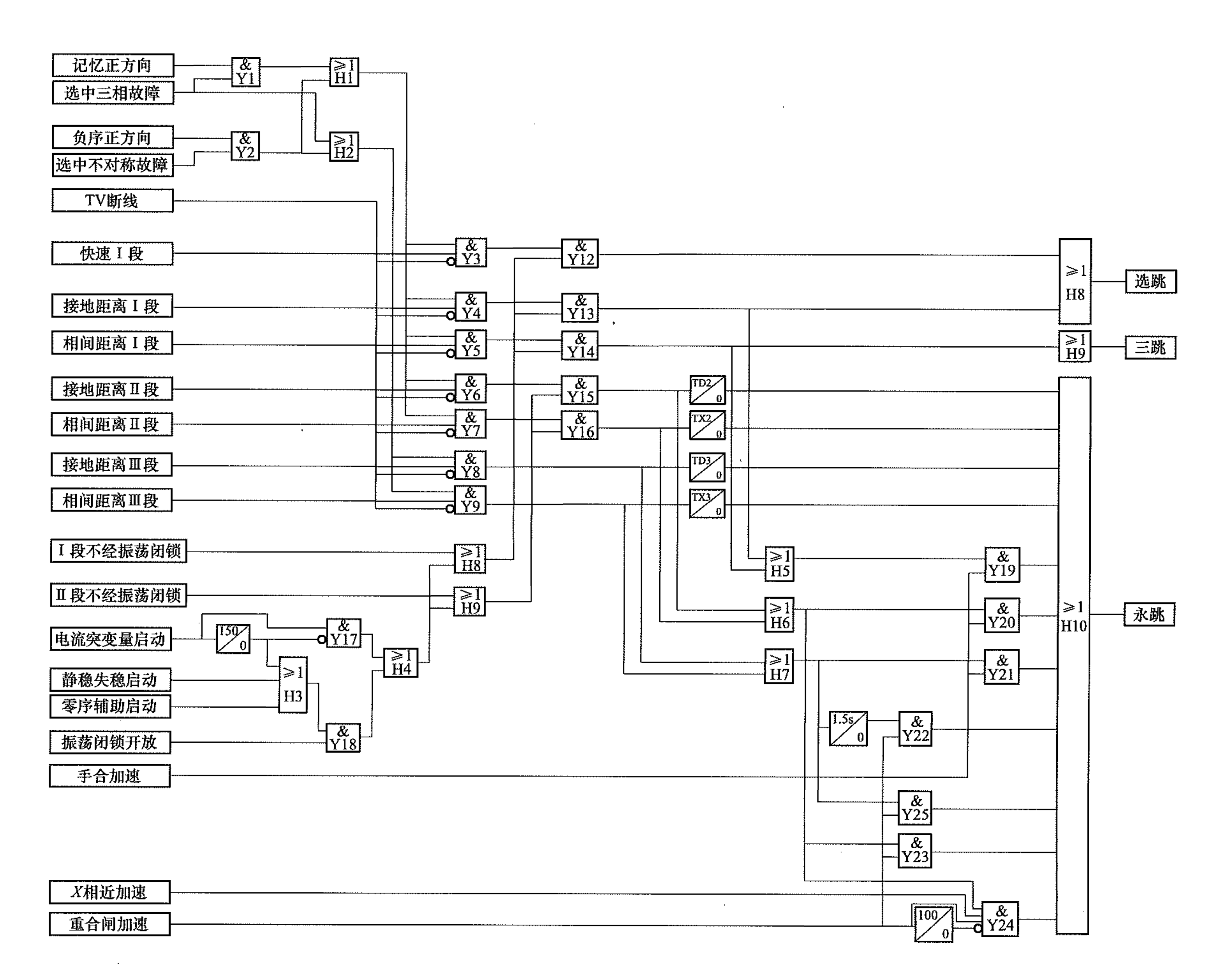



图 16-2　距离保护装置逻辑回路示意图

3. 纵联电流差动保护

适用于110kV及以上电网的纵联电流差动保护通常为分相电流差动保护，并辅之以零序电流差动保护。纵联电流差动保护需要两侧保护将各自侧的电流数据传输到另一侧，通信数据量较大，对通道要求较高，目前只在具备光纤通道的系统中采用。分相电流差动保护具有原理简单、动作可靠、自带选相功能、不受系统运行方式影响、受串联补偿电容影响较小等一系列优点，在通道条件允许情况下，已成为高压、超高压、特高压电网首选的线路保护类型。

分相电流差动保护一般按相设置三个分相突变量差动元件、三个分相电流差动元件和一个零序差动元件，作为线路的主保护使用，可选择性的快速切除全线路各种类型故障。

为了避免区外故障出现的不平衡电流引起差动保护误动，分相电流差动保护通常采用比例制动原理，其动作条件如下

$$I_{CD} > k \cdot I_R \tag{16-1}$$

$$I_{CD} > I_{ZD} \tag{16-2}$$

$$I_{CD} = |\dot{I}_M + \dot{I}_N|$$

$$I_R = |\dot{I}_M - \dot{I}_N|$$

式中　$I_{CD}$——差动电流；

$I_R$——制动电流；

$\dot{I}_M$、$\dot{I}_N$——线路两侧电流，自母线流向线路为正方向；

$k$——制动系数；

$I_{ZD}$——差动保护动作电流整定值。

图16-3所示为目前工程中使用的一种数字式分相电流差动保护装置的逻辑回路，以此为例对分相电流差动保护的各项功能进行说明。

图16-3中电流差动保护配有分相式电流差动保护和零序电流差动保护，用于快速切除各种类型故障。

（1）线路运行时，只有本侧和对侧差动保护均在投入状态且通道正常时，差动保护才能处于正常投入状态。

（2）差动保护的启动元件包括正常启动、弱电源启动及远方召唤启动。在通道正常情况下线路发生故障，两侧保护的启动元件动作，则开放差动保护。如果被保护线路的一侧为弱电源或无电源，弱电源侧保护正方向发生线路故障时，流过弱电源侧保护的电流可能很小，装置无法启动，为此，装置设有弱馈启动功能。弱馈侧满足以下所有条件时，保护进入故障处理程序，允许强电源侧保护出口，本侧也能跳闸：

1）收到对侧启动信号；

2）至少有一相差动电流大于动作值；

3）对应的相或相间电压低于设定值。

如果被保护线路发生高阻接地时，近故障侧保护能够可靠启动，远故障侧保护的电流可能很小，装置无法启动，因此，装置设有远方召唤启动功能，满足以下所有条件时，保护进入故障处理程序，允许对侧保护出口，本侧也能跳闸：

1）收到对侧启动信号；

2）零序差动电流大于动作值或者分相差动电流大于动作值；

3）本侧相电压突变量 $\Delta U_\phi$或零序电压突变量$\Delta 3U_0$大于设定值。

（3）线路故障时，保护启动元件动作，开放差动保护。单相故障时，当差动电流达到整定值，经Y15选跳；线路内部经高阻接地故障时，相电流差动保护可能不动，由零序差动保护经TD0延时，由控制字控制选跳或永跳（图16-3中为永跳）；相间故障时，当差动电流达到整定值，经Y16，由控制字控制三跳或永跳（图16-3中为三跳）；三相故障时，当差动电流达到整定值，经Y17，由控制字控制三跳或永跳（图16-3中为三跳）。

（4）TA断线后，闭锁对应相的差动保护，任一相TA断线，均闭锁零序差动保护。TA断线相差动电流大于TA断线后差动元件定值时（非断线相差动元件采用正常定值），经Y10永跳。

（5）手动合闸到故障线路上，当两侧差动保护均投入且通道正常、本侧保护启动条件满足时，任一相差动或零序差动保护动作，则实现永跳，无需对侧差动保护启动。

（6）重合到永久故障上，相差动保护动作于永跳。

（7）当有远方跳闸开入时，经启动元件控制，向对侧传送远方跳闸信号。当收到对侧远方跳闸命令时，经控制字控制经/不经启动元件、方向元件控制实现永跳。此功能可以实现母线故障断路器失灵或断路器与电流互感器之间故障时对侧保护快速跳闸。

4. 闭锁式纵联保护

闭锁式纵联保护依据方向判别元件的不同，可以分为闭锁式纵联方向保护和闭锁式纵联距离保护。闭锁式纵联保护依据线路两侧的方向判别元件各自判别故障方向，当任一侧保护判别为反方向故障时，即向对侧发送闭锁信号，闭锁对侧保护。只有当两侧保护均判断为正方向故障时，才允许保护出口跳闸。由于依靠线路两侧保护交换信号综合判断故障位置，因此，闭锁式纵联保护具有良好的选择性，可快速切除全线路故障。

与纵联电流差动保护相比，闭锁式纵联保护两侧交换的信息为开关量有无信号，信息量小，对通道的要求较低，在110kV及以上系统中得到广泛应用，尤其在只具有载波通道条件的线路中应用更为广泛，与专用收发信机配合实现闭锁式纵联保护功能。

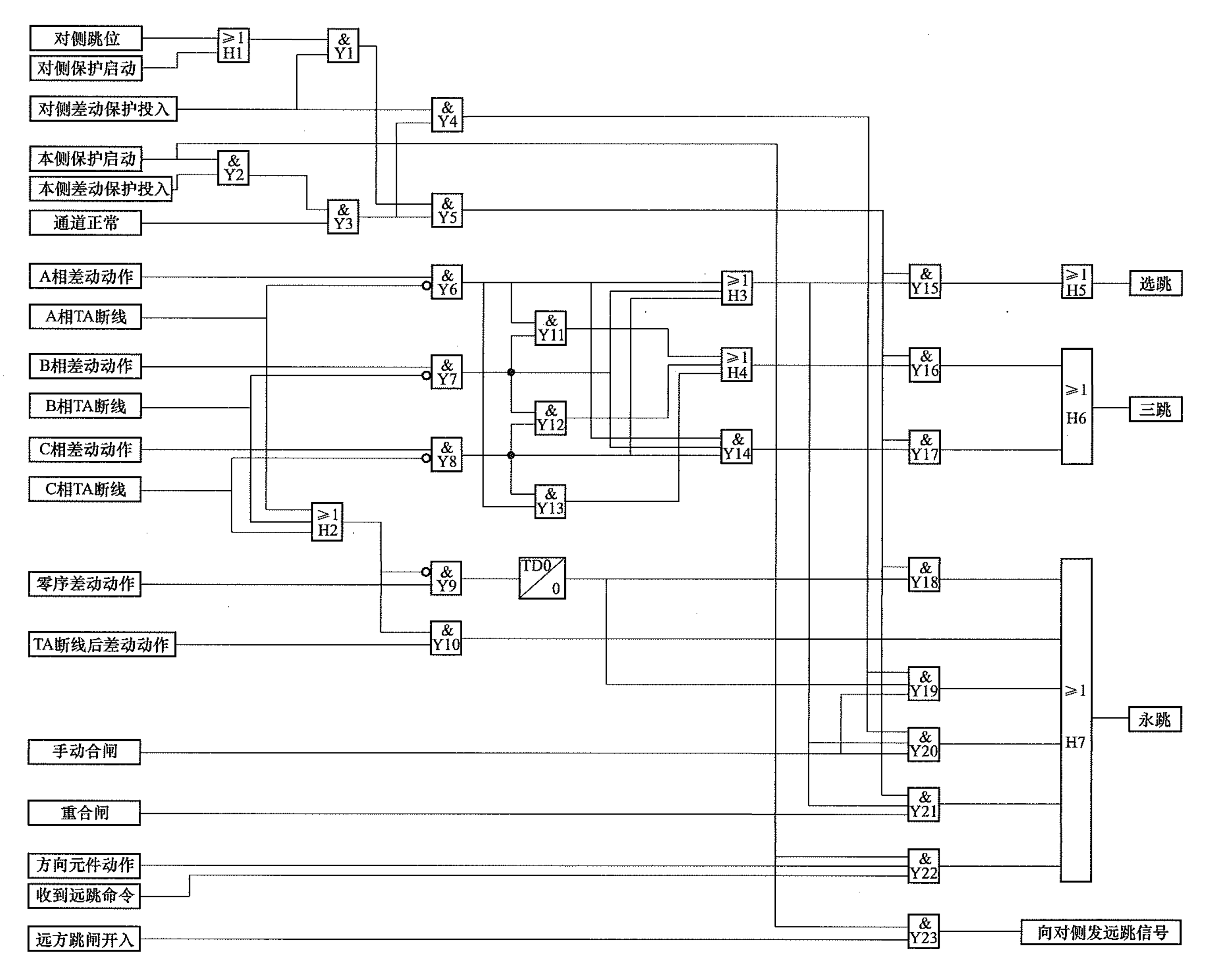



图 16-3　分相电流差动保护装置逻辑回路示意图

我国生产的闭锁式纵联保护普遍采用“先发信、再停信”的方式，即两侧保护利用故障检测元件（保护启动元件）检测到系统故障后，首先启动收发信机发信，再由故障判别元件(方向元件)判别故障方向，当检测到故障位于正方向时，停止本侧收发信机发信。区内故障时，两侧故障判别元件均检测故障位于正方向，两侧收发信机均停信，两侧保护均收不到闭锁信号，且方向元件判别为正方向，两侧保护动作切除故障；区外故障时，近故障侧保护判断为反方向故障，不启动停信。远故障侧保护虽已停信，但近故障侧收发信机继续发信，两侧保护均可收到闭锁信号，不动作。

图 16-4 所示为目前工程中使用的一种数字式闭锁式纵联保护装置的逻辑回路，以此为例对闭锁式纵联保护的各项功能进行说明。

对图 16-4 中闭锁式纵联保护逻辑说明如下：

（1）保护装置设置了二级延时，一是每侧必须在收到闭锁信号 5ms 之后才允许停信；二是本侧停信后要求持续 8ms 收不到闭锁信号才动作。

（2）区内故障时，启动元件动作，同时正方向元件动作，反方向元件不动作，经 Y11、Y13、H7 停信，并准备开放门 Y16。没有闭锁信号收信输入后，Y16 确认 8ms 后，经控制字及选相元件实现选跳、三跳或永跳。

（3）区外故障时，由于近故障侧方向元件判为反方向，Y11 不动，保护不停信，也不动作。

（4）相继动作逻辑。为保证后跳侧保护可靠跳闸，先跳侧保护装置在检测到其他保护跳闸开入后，且线路无电流，经 Y9 停信，停信脉冲展宽 120ms；有跳位开入且故障相电流消失后，经 Y8 停信，停信脉冲展宽 120ms。

（5）功率倒向逻辑。当发生区外故障时，应有一侧保护检测为反方向故障，保护不应动作。但当故障线路有一侧跳开后可能出现功率倒向，造成两侧保护短时内同时检测为正方向，引起保护误动。解决的办法是方向元件从反向到正向，若 30ms 后才判出正方向区内，则延时 40ms 停信，以躲开两侧都为正方向的时间，如此时再发生内部故障，则需要 15ms 确认两侧都停信才跳闸。

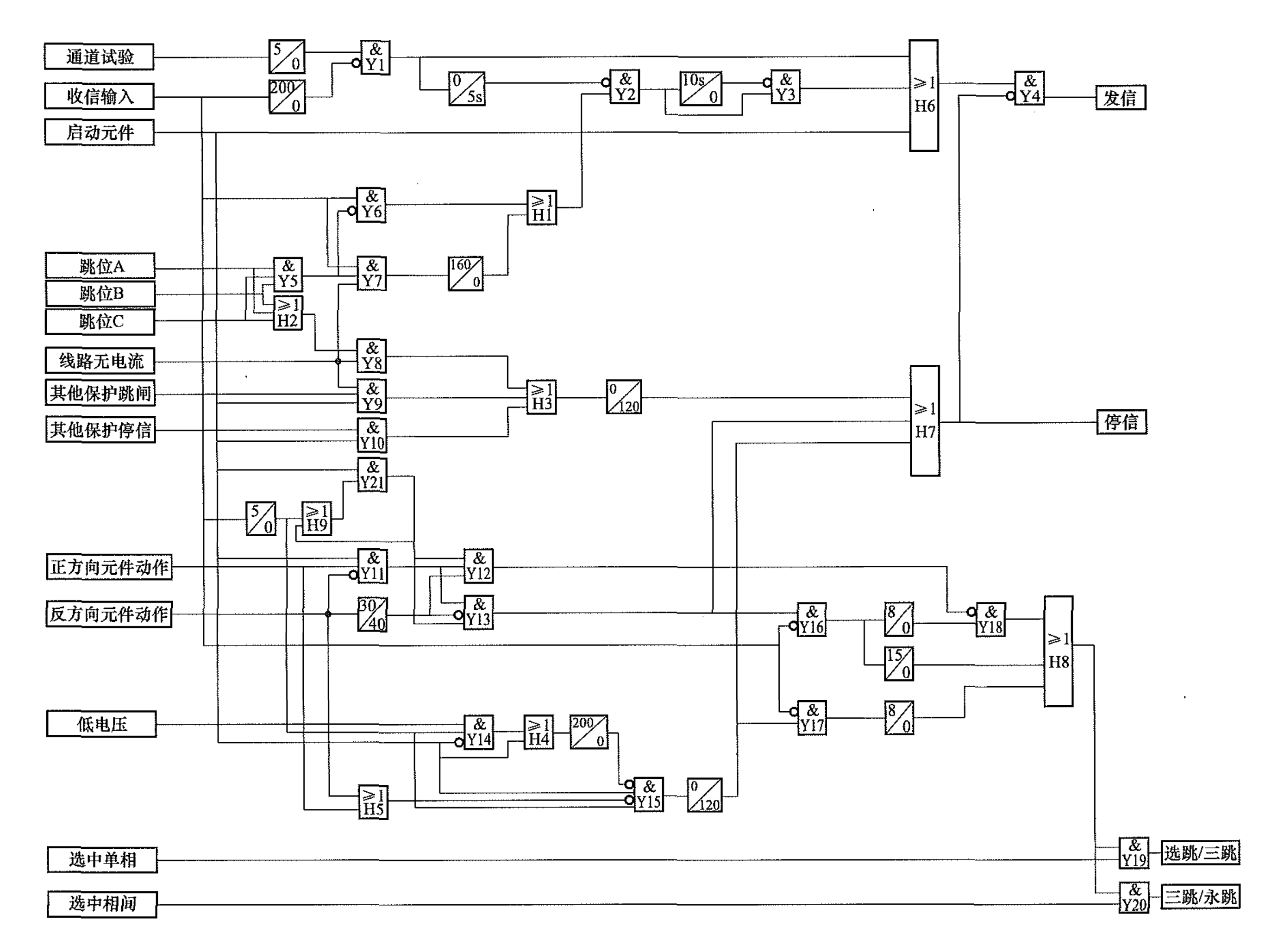



图 16-4 闭锁式纵联保护装置逻辑回路示意图

故障开始时反方向元件动作，Y11 关闭。30ms 后转为正方向，立刻闭锁 Y18，防止误动，延时 40ms 后开放 Y13，实现停信。如内部故障，则 Y16 开放，再经 15ms，保护动作。

（6）弱馈逻辑。弱电源侧启动元件不启动、有收信输入闭锁信号且低电压启动，经控制字控制，实现低电压启动。在启动时间小于 200ms 时，若正反方向元件均不动作，低电压元件动作，收到闭锁信号 5ms，通过 Y15 停信，停信展宽 120ms，保证强电源侧快速跳闸。由 Y15、Y17 确认 8ms，弱馈端也可跳闸。

（7）远方启动发信逻辑。如三相未全部在跳位，在收到对侧信号后，经 Y6 立刻启动发信 10s；如三相均在跳位，则由 Y7 延时 160ms 启动发信 10s。

（8）手动通道试验。按下通道试验按钮后，经 5ms 确认，启动发信，200ms 后解除；而对侧收到信号后立即由 Y6、H1、Y2 实现发信 10s；本侧在收到对侧信号 5s 后，由 Y6、H1、Y2 实现发信 10s，通道试验结束。

（9）三跳位置停信。收到对侧信号且“三相跳位”、线路无电流时，经 Y7 实现延时 160ms 后发信，保证线路对侧纵联保护可靠动作。

（10）其他保护停信。收到其他保护停信开入且保护已启动，经 Y10 停信，展宽 120ms。

5. 允许式纵联保护

允许式纵联保护依据方向判别元件的不同，可以分为允许式纵联方向保护和允许式纵联距离保护，而允许式距离保护根据与通道配合的距离保护的不同段（Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ段），又可分为欠范围允许式距离保护和超范围允许式距离保护。

允许式纵联保护依据线路两侧的方向判别元件各自判别故障方向，要求每侧都只接收对侧传来的命令信号，而不能接收本侧的命令信号。区外故障时，一侧保护判别为反方向故障，不向对侧发送允许信号，对侧保护虽判为正方向故障，但收不到对侧允许信号，不能跳闸。而本侧虽可收到对侧的允许信号，但正方向元件不动作，因此，也不能跳闸。区内故障时，两侧保护均判断为正方向故障，相互向对侧保护发送允许信号，两侧保护正方向元件均动作，且收到对侧允许信号，两侧保护出口跳闸。由于依靠线路两侧保护交换信号综合判断故障位置，因此，允许式纵联保护同闭锁式纵联保护一样，具有良好的选择性，可快速切除全线路故障。

允许式纵联保护两侧交换信息为开关量有无信号，信息量小，适用通道范围比较广泛，既可用光纤通道，也可用载波通道。当用载波通道时，多采用复用载波机方式，为防止故障时通道衰减过大或中断，一般采用“相—相”耦合方式，且在保护逻辑中增加“解除闭锁”功能。

允许式纵联保护主要使用光纤通道，用于 220kV 及以上系统时，与分相电流差动保护配合，共同构成线路的两套不同原理的双重化主保护。

图 16-5 所示为目前工程中使用的一种数字式允许式纵联保护装置的逻辑回路，以此为例对允许式纵联保护的各项功能进行说明。

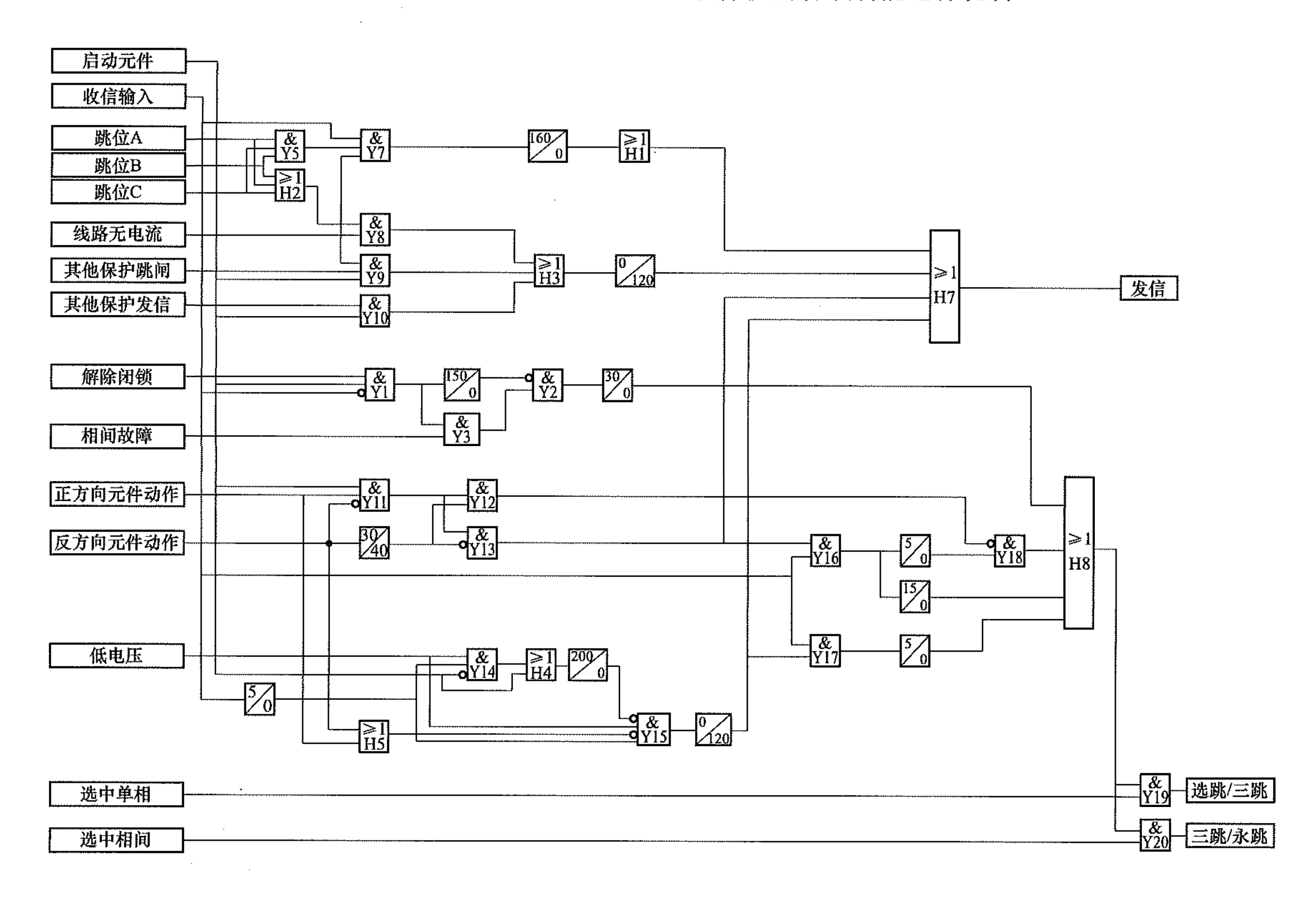



图 16-5　允许式纵联保护装置逻辑回路示意图

对图 16-5 中允许式纵联保护逻辑说明如下：

（1）区内故障时，启动元件动作，同时正方向元件动作，反方向元件不动作，经 Y11、Y13、H7 发信，并准备开放 Y16；收到对侧允许信号后，Y16 确认 5ms 后，经控制字及选相元件实现选跳、三跳或永跳。

（2）解除闭锁功能。载波通道允许式纵联保护的特殊问题是本线路故障引起纵联通道阻塞可能造成保护拒动，“解除闭锁”逻辑即是为解决这一问题而设计的。由于采用的是“相—相”耦合的载波通道，因此不考虑单相接地故障造成通道阻塞的可能，解除闭锁只用于相间故障。本侧保护判断为正方向区内相间故障，收不到对侧的允许信号，在投入解除闭锁功能的情况下，只要解除闭锁端子有开入量，保护即可出口。解除闭锁功能只在保护启动后 150ms 内投入。

（3）区外故障时，由于近故障侧方向元件判为反方向，Y11 不动，保护不发信，也不动作。远故障侧保护虽判为正方向，但收不到对侧允许信号，Y16 闭锁，保护也不动作。

（4）相继动作逻辑。为保证后跳侧保护可靠跳闸，先跳侧保护装置在检测到其他保护跳闸开入后，且线路无电流，经 Y9 发信，发信脉冲展宽 120ms；有跳位开入且故障相电流消失后，经 Y8 发信，发信脉冲展宽 120ms。

（5）功率倒向逻辑。当发生区外故障时，应有一侧保护检测为反方向故障，保护不应动作。但当故障线路有一侧跳开后可能出现功率倒向，造成两侧保护短时内同时检测为正方向，引起保护误动。解决的办法是方向元件从反向到正向，若 30ms 后才判出正方向区内，则延时 40ms 发信，以躲开两侧都为正方向的时间，如此时再发生内部故障，则需要 15ms 确认对侧发信才跳闸。

故障开始时反方向元件动作，Y11 关闭。30ms 后转为正方向，立刻闭锁 Y18，防止误动，延时 40ms 后开放 Y13，实现发信。如内部故障，则 Y16 开放，再经 15ms，保护动作。

（6）弱馈逻辑。弱电源侧启动元件不启动、收到对侧允许信号且低电压启动，经控制字控制，实现低电压启动。在启动时间小于 200ms 时，若正反方向元件均不动作、低电压元件动作、收到允许信号 5ms，通过 Y15 发信，发信展宽 120ms，保证强电源侧快速跳闸。由 Y15、Y17 确认 8ms，弱馈端也可跳闸。

（7）三跳位置发信。收到对侧信号且“三相跳位”、线路无电流时，经 Y7 实现延时 160ms 后发信，保证线路对侧纵联保护可靠动作。

（8）其他保护发信。收到其他保护发信开入且保护已启动，经 Y10 发信，展宽 120ms。

（四）线路保护配置及使用相关问题的说明

1. 线路保护对外配合回路说明

现以图 16-6 所示的典型双母线接线线路保护对外配合回路为例，对双母线接线线路保护对外配合回路进行说明。

（1）交流电流回路。线路保护装置对接入保护装置的电流方向有明确的规定，工程设计中应根据电流互感器一次侧同名端的安装位置，调整二次侧接线，保证接入保护装置的电流方向符合保护装置的接入要求。一般要求接入保护装置的相电流及零序电流方向均应是母线流入线路方向，如图 16-7 所示。

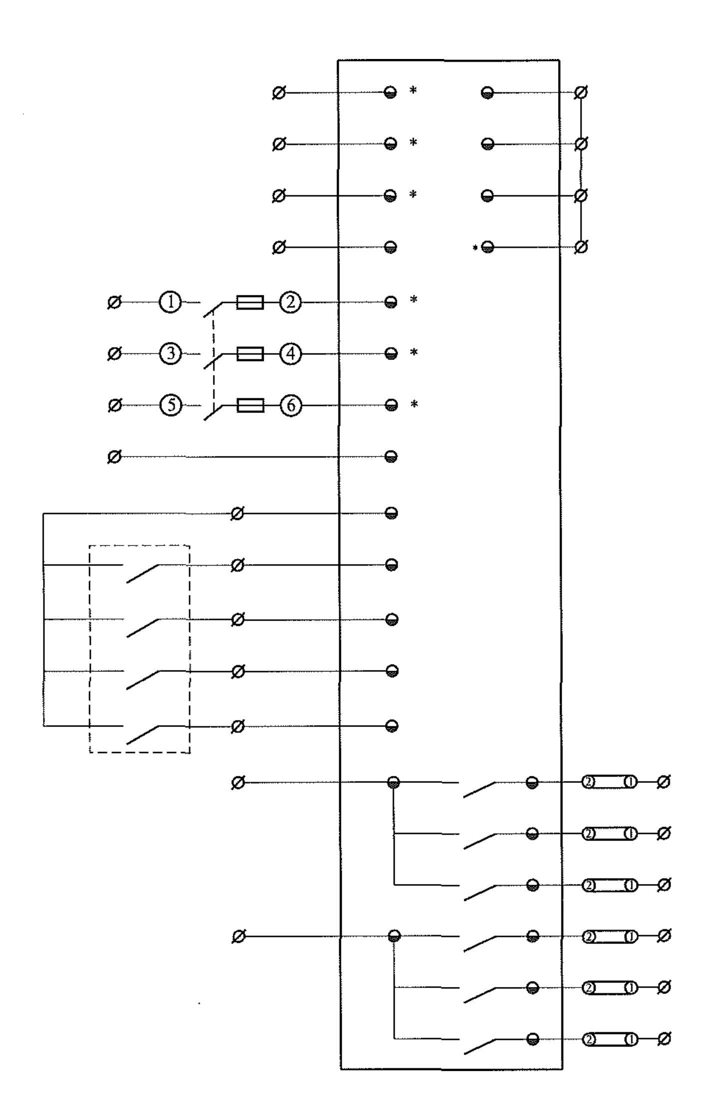
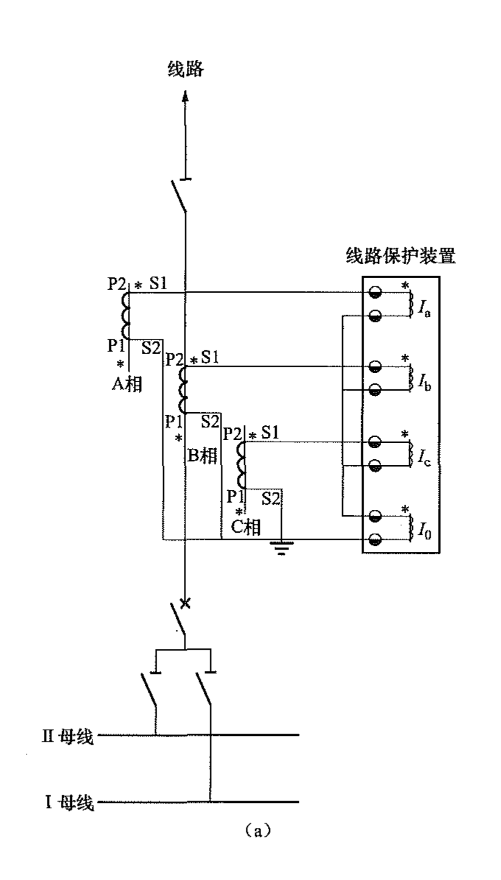



图 16-6　双母线接线线路保护对外配合回路示意图

（2）交流电压回路。110、220kV 电压等级配电装置一般采用单母线或双母线接线，母线需配置三相电压互感器，线路侧根据需要装设单相或三相电压互感器。当线路保护采用线路电压互感器时，不需进行双母线电压切换，采用母线电压互感器时，需进行双母线电压切换。另外，当线路保护需要切换至旁路运行时，采用线路电压互感器可以避免电压回路的切换。当母线、线路均配置了三相电压互感器时，线路保护可以使用母线电压互感器或线路电压互感器。

（3）断路器位置开入回路。国内生产的线路保护装置所接的断路器位置一般为“断路器跳闸位置”，即断路器在跳闸位置时触点闭合。可以自汇控柜引接分相的断路器位置辅助动断触点，或自分相操作箱引接跳闸位置继电器的动合触点。需要注意当引接断路器位置辅助触点作为开入量时，由于断路器位置辅助触点在屋外配电装置处，需采用110V或220V作为开入电源。



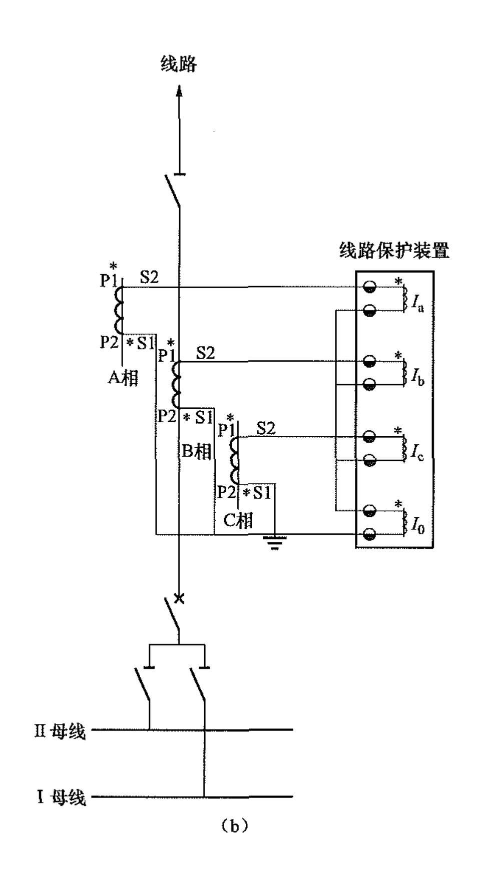




图 16-7　线路保护装置交流电流回路接线极性示意图

（a）TA 一次同名端在母线侧；（b）TA 一次同名端在线路侧

（4）其他保护动作开入回路。对于线路纵联主保护而言，在电流互感器配置在线路侧情况下，当断路器与电流互感器之间故障时，母线保护动作跳本侧断路器，但故障并未切除。为加速对侧线路保护跳闸，线路纵联保护设置“其他保护动作”开入。不同原理的保护装置收到“其他保护动作”开入后，其逻辑有所不同，详见本节“断路器与电流互感器间故障时的跳闸方式”中相关内容。

此功能也可在母线故障断路器失灵拒动时，快速跳开线路对侧断路器。此开入一般接入操作箱的 TJR 继电器的动合触点。

（5）跳闸出口回路。220kV 线路保护一般输出 A、B、C 分相跳闸触点，分别接入分相操作箱中的 A、B、C 分相跳闸回路。对于 110kV 线路保护，一般无分相跳闸要求，保护输出的跳闸出口为三相跳闸出口，接至操作箱的三相跳闸回路。

（6）启动失灵回路。220kV 分相跳闸的线路保护给出的启动失灵保护触点为分相的保护动作触点。对于包含在母差保护装置中的失灵保护，当采用母差保护中的电流元件作为失灵保护电流判别元件时，可将线路保护装置给出的分相启动失灵触点直接接入（母差）失灵保护装置的启动失灵开入端，启动失灵保护。当采用外部电流元件作为失灵电流判别元件时，线路保护装置给出的分相启动失灵触点应与分相电流元件的电流判别触点按相串联后接入（母差）失灵保护的启动失灵开入端，启动失灵保护。

对于 110kV 线路保护，如需启动失灵保护，保护给出的启动失灵触点为三相跳闸触点，与 220kV 类似，直接接入母差失灵保护的启动失灵开入端，或与外部电流元件的三相电流判别触点（三个分相电流判别触点并联）串联后接入（母差）失灵保护的启动失灵开入端，启动失灵保护。

（7）其他配合回路。对于双母线（单母线）接线的线路保护装置，保护装置中包含重合闸功能，线路保护与重合闸的配合在装置内部完成。因此，线路保护的对外配合回路不再包含与重合闸相关的配合回路。

图 16-6 所示为线路纵联保护采用专用光纤通道或复用 2M 通信接口时的对外配合回路，线路保护与

通道设备间经通信接口以数字信号配合，无触点间的配合。当线路纵联保护采用专用载波收发信机或复用（专用）载波机作为通道传输设备时，线路保护还需包括与专用收发信机或复用（专用）载波机的配合回路。由于载波通道目前应用极少，对于线路保护与载波通道设备的配合回路不再详细论述。

2. 线路变压器组保护的配置及使用

线路变压器组接线在 110～220kV 系统中有部分采用，主要用于对供电可靠性要求不高的终端变电站负荷供电。线路变压器组接线的保护配置及使用与终端变电站高压侧是否装设断路器以及终端变电站低压侧是否装有电源有关。

图 16-8 所示为线路变压器组接线示意图，现对各种情况下线路保护的配置及使用进行说明。

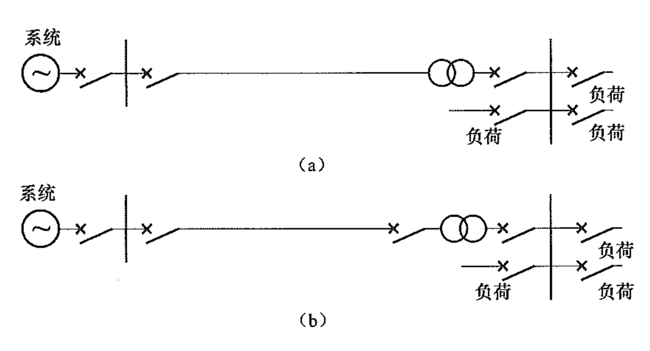



图 16-8　线路变压器组接线示意图
（a）高压侧无断路器；（b）高压侧有断路器

（1）低压侧无电源系统保护的配置及使用。对于低压侧无电源的线路变压器组，只需在电源侧配置阶段式线路保护，并按与变压器差动保护配合整定线路保护的Ⅰ段，对于全线路故障，可以由Ⅰ段保护快速切除。

在如图 16-8（a）所示的终端变压器高压侧无断路器情况下，在变压器内部靠近低压侧故障，或变压器低压侧母线故障低压断路器失灵时（导致变压器后备保护动作），系统侧线路保护可能因灵敏度不足而无法动作。为可靠切除故障，需要变压器保护（包括主保护和后备保护）动作时，利用远方跳闸装置远方跳开系统侧线路断路器。

在如图 16-8（b）所示的终端变压器高压侧有断路器情况下，同样在变压器内部靠近低压侧故障而高压侧断路器失灵时，系统侧线路保护可能因灵敏度不足而无法动作。需要在高压侧断路器失灵保护动作或变压器保护动作时，利用远方跳闸装置远方跳开系统侧线路断路器。而对于变压器低压侧母线故障低压断路器失灵时，则应由变压器后备保护跳开变压器高压侧断路器。

（2）低压侧有电源系统保护的配置及使用。当变压器低压侧有电源时，一般需在变压器高压侧装设断路器，以便有效隔离线路故障。对于该系统，线路保护应双端配置，主保护采用经通道联系的纵联保护，后备保护采用阶段式保护。纵联保护除可快速切除全线故障，同时兼作远方跳闸信号传输装置。此时，系统侧的线路阶段式保护的Ⅰ段仍可按与变压器差动保护配合整定。

线路故障时，由线路纵联保护（或Ⅰ段保护）跳开线路两侧断路器。当低压侧电源较小时，可投入线路纵联保护的弱馈功能。变压器内部靠近低压侧故障而高压侧断路器失灵时，线路纵联保护因故障在保护区外无法动作，系统侧线路阶段式保护可能因灵敏度不足也无法动作。需要在高压侧断路器失灵保护动作或变压器保护动作时，向对侧传送远方跳闸信号，跳开系统侧线路断路器。可利用线路纵联保护的“远传”功能实现远方跳闸信号的传输，不需配置单独的远方跳闸装置及通道。

3. 断路器与电流互感器间故障时的跳闸方式

当保护用电流互感器二次绕组布置在断路器两侧时，如图 16-9（a）所示，电流互感器与断路器之间的故障［见图 16-9（a）中 F1 点故障］位于线路保护和母线保护的重叠区内，由线路保护和母线保护同时动作切除故障；当保护用电流互感器二次绕组布置在断路器的一侧（线路侧）时，如图 16-9（b）所示，电流互感器与断路器之间的故障［见图 16-9（b）中 F2 点故障］位于母线保护范围内，由母线保护动作跳开断路器，但故障并未切除。若线路未配置纵联保护，应由线路对侧的Ⅱ段保护跳开线路对侧断路器，切除故障；如线路配置了纵联差动保护，此时应利用纵联差动保护的远传功能将本侧母线保护的跳闸信号（一般通

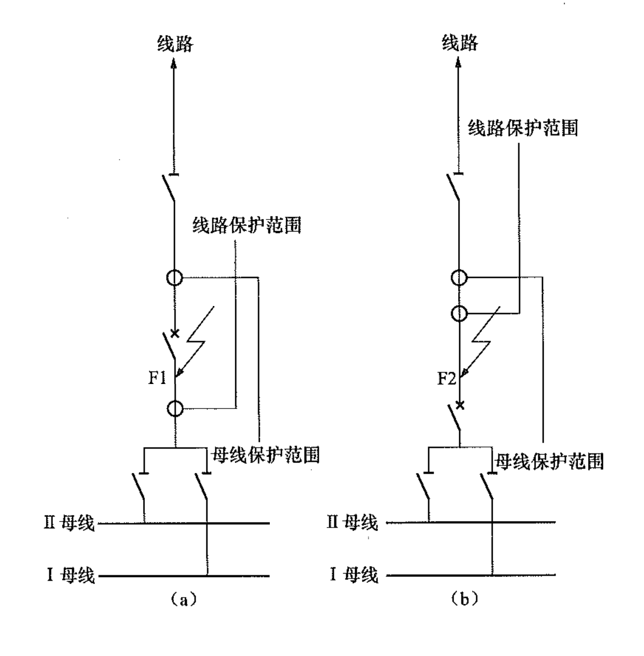



图 16-9　断路器与电流互感器间故障示意图
（a）二次绕组双侧布置；（b）二次绕组单侧布置

过操作箱中的 TJR 继电器）传输至对侧，跳开线路断路器；若线路配置了闭锁式纵联保护，应将母线保护的跳闸信号接入闭锁式纵联保护的“其他保护动作”开入端，实现本侧停信，保证对侧保护快速跳闸；若线路配置了允许式纵联保护，应将母线保护的跳闸信号接入允许式纵联保护的“其他保护动作”开入端，实现本侧发允许信号，保证对侧保护快速跳闸。

4. 旁路带线路运行时线路保护的使用问题

对于设置专用旁路或母联兼旁路断路器的主接线，当旁路或母联兼旁路带线路运行时，应针对不同情况考虑线路保护使用方案。

当线路未配置纵联保护时，可在旁路间隔配置一套与所带线路相同的阶段式保护，用于旁路带线路时的线路保护。

当线路配置纵联保护时，在旁路带线路运行时，要求至少应有一套纵联保护运行。纵联保护要求线路两端保护必须为同种型号的保护，若旁路带送的所有线路均配置相同型号的纵联线路保护装置（至少一套相同），可以在旁路间隔也配置一套同样型号的保护装置，采用通道切换的方式实现旁路带送时线路纵联保护的运行。通道切换方式示意如图 16-10 所示。

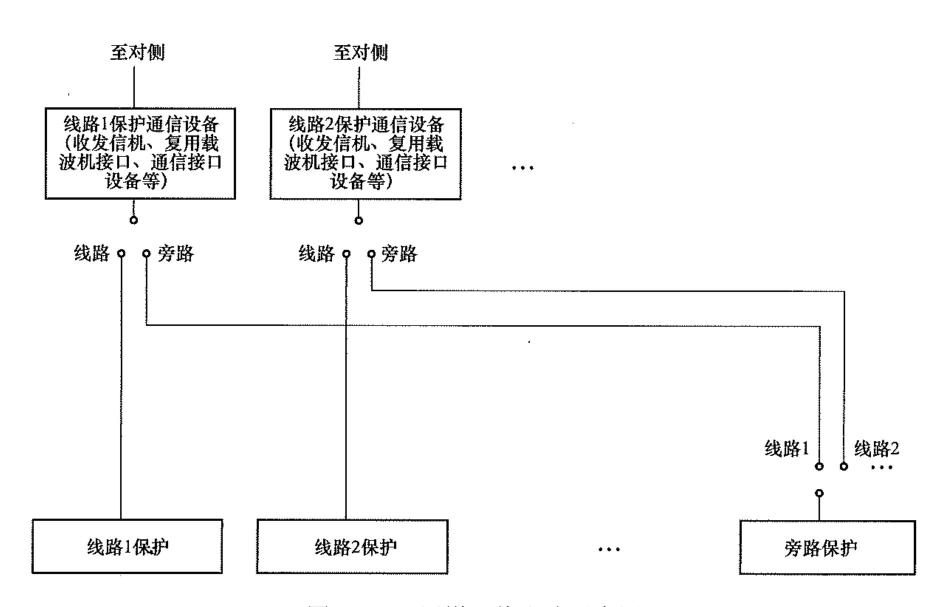



图 16-10 通道切换方式示意图

如旁路所带各线路的纵联保护配置不相同，则无法实现通道切换的方式，此时应采用将线路整套纵联保护装置切换至旁路运行的方式，包括交流电流电压回路、直流电源回路、跳闸回路、开关量回路等。整组切换方式示意如图 16-11 所示。

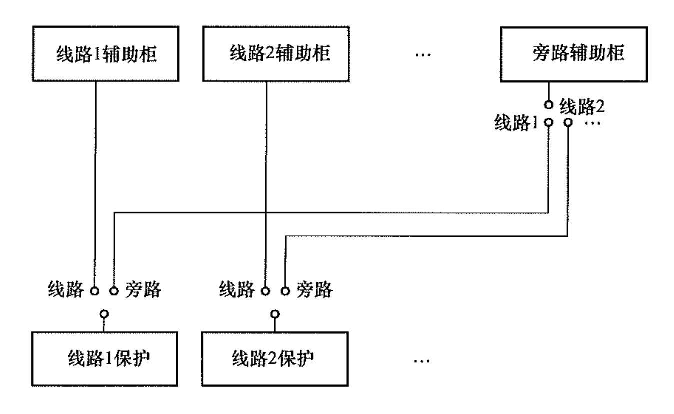



图 16-11 整组切换方式示意图

目前系统中新建的变电站已不再设置旁路母线，现有的旁路母线也在逐步退出运行。对于尚不具备退出条件的旁路断路器，当带线路运行时，目前通常的做法是将线路的一套纵联保护整组切换至旁路运行，同时在旁路间隔配置一套独立的阶段式保护作为后备保护。

5. 电气化铁路供电线路的保护配置及使用

我国电气化铁路（以下简称电铁）供电系统主要采用 110kV 和 220kV 电压等级，其中 110kV 系统为三相供电方式，220kV 系统有两相供电和三相供电两种方式。

电铁供电线为单端电源线路，且每个牵引站由双回线路供电，双回供电线路与牵引站内两组牵引变压器组成两组线路变压器组。正常运行期间，一组线路变压器组担负供电任务，另一组线路变压器组热备用。当一组线路变压器组因故障退出运行时，由牵引站内的自动装置自动将牵引站负荷转由另一组线路变压器组供电。因此，电铁供电线路不需要重合闸，对线路保护也没有分相跳闸要求。考虑电铁供电线路为单侧电源线路，可只在电源侧配置线路保护装置，牵引站侧不配。

对于采用三相供电方式的电铁供电线路，可根据电压等级不同，采用与普通线路相同的保护配置。保护装置应具有阶段式相间距离保护、阶段式接地距离

保护、阶段式零序电流保护功能，且距离保护不需经振荡闭锁控制。考虑电铁负荷的冲击性、不对称性，且产生大量谐波，电铁供电线路保护须具有防止冲击负荷造成的频繁启动措施（如提高启动电流定值、保护启动元件快速复归等），并具有防止负荷的不对称性及谐波影响的措施。

对于采用两相供电方式的电铁供电线路，其保护功能配置有别于三相供电线路。对于相间故障，可以采用阶段式相间距离保护，对于接地故障，可采用阶段式两相和电流（零序电流）保护。相间距离保护同样不需经振荡闭锁控制。

目前，国内主要保护设备生产厂家均有专门针对电铁供电线路的保护设备或专用的保护软件版本，可供工程选用。

## 四、330kV 及以上中性点直接接地系统

### （一）超高压、特高压电网的特点及对继电保护的特殊要求

1. 系统稳定问题提出的要求

超高压、特高压线路传输的功率较大，特别是远距离输电，稳定储备一般不高。为了保证系统稳定运行，对保护动作切除故障时间有了更高要求，一般要求近故障侧不大于 90ms 切除故障，远故障侧不大于 100ms 切除故障。扣除断路器全开断时间并考虑一定裕度，要求保护装置对于近端故障动作时间不大于 20ms，对于远端故障动作时间不大于 30ms。

2. 长线路重负荷提出的要求

在长距离重负荷线路上，特别是弱电源侧，可能出现短路电流较小，甚至小于负荷电流的情况。要求保护装置具有较高的灵敏度，同时具有防止负荷电流引起保护误动的能力。

3. 线路分布电容的影响

在一般高压线路上，线路分布电容通常可以忽略不计。但在 330kV 及以上超高压、特高压长线路上，由于线路长且多采用多分裂导线，使线路分布电容大幅增加，必须考虑分布电容明显增大所产生的影响。表 16-2 列出了不同电压等级架空输电线路分布电容数值。

表 16-2　不同电压等级架空输电线路分布电容数值

| 电压等级（kV） | 330 | 500 | 750 | 1000 |
|---|---|---|---|---|
| 正序电容（μF/100km） | 1.11 | 1.23 | 1.37 | 1.40 |
| 零序电容（μF/100km） | 0.76 | 0.84 | 0.93 | 0.93 |

正常运行期间，线路的电容电流对流经线路两侧电流的幅值和相位均会带来影响，使线路两端的同相电流不再大小相等、方向相反；在外部短路故障期间，电容电流对流经线路两侧电流的各序分量的幅值和相位都会带来影响；在短路的暂态过程中，分布电容还会导致高频暂态分量的产生。

4. 并联电抗器的影响

在超高压、特高压长距离线路上，为了限制工频过电压、补偿线路无功功率、限制潜供电流，通常在线路的一侧或两侧加装并联电抗器。

并联电抗器应有专门的保护设备，不应依靠线路保护切除电抗器故障。并联电抗器的投入和退出会改变线路的充电无功功率（等效值），对保护产生影响，如对采用电容电流补偿的电流差动保护的影响。此外，并联电抗器在暂态过程中还会产生附加的直流分量。

5. 短路过渡过程中暂态分量的影响

超高压、特高压电网中，继电保护动作速度很快，而短路电流中的暂态分量衰减又相对较慢，在暂态过程尚未衰减完成，保护装置即需完成故障的判别。因此，对于超高压、特高压电网继电保护，必须结合工程实际，研究各种暂态分量的影响。分析表明，暂态分量可能包含直流分量、高频分量和低频分量，且它们可能同时出现，相互影响。

（1）基本直流分量。基本直流分量大小与故障初始角有关，按一次系统时间常数衰减，时间常数越大，衰减越慢，对电流互感器的暂态影响也越大。电力系统中不同电压等级系统的时间常数参考值见表 16-3。

表 16-3　不同电压等级系统时间常数参考值

| 电压等级（kV） | 330 | 500 | 750 | 1000 |
|---|---|---|---|---|
| 时间常数（ms） | 60 | 100 | 100 | 120 |

（2）低频分量。在线路装设串联补偿电容时，故障电流中的自由分量为交流低频分量，其变化频率低于工频，故称为低频分量。低频分量的衰减速度较直流分量还要慢。

（3）附加直流分量。并联电抗器是一种电阻值很小的电感元件，当发生短路时，由于电抗元件电流不能突变，将产生附加直流分量，其衰减速度很慢。附加直流电流将按电抗器接入处两侧回路的电阻值成反比例分配。

（4）线路分布电容引起的高频分量。高频自由分量因线路分布电容电压不能突变产生的。在电压瞬时值最大时发生短路，高频分量幅值最大。长线路的分布电容为均匀参数，理论上应有无穷多个频率分量。但频率越高，幅值越小，衰减也越快。所以工程中只考虑较低频率的高频分量的影响。

除一次系统的暂态分量外，超高压、特高压线路继电保护还应考虑电流互感器、电压互感器在暂态过程中的传变特性的影响。总之，在短路暂态过程中的各种自由分量会导致短路电流中基波分量的波形和相位发生畸变，这将直接影响按反映正弦工频量原理工作的继电保护装置，如对测量阻抗、电流大小、电流相位、电流波形、功率方向等的影响。

6. 线路串联补偿电容的影响

为了提高系统稳定水平，超高压、特高压长距离输电线路可能装设串联补偿电容，其补偿度一般小于线路阻抗的50%，且安装在线路的一端厂站内。对一般线路而言，其阻抗参数均为感性，因此，线路继电保护装置的方向测量元件及阻抗测量元件均以线路参数的这一“感性”特点为基础。线路串联补偿电容的接入，破坏了线路参数的这一特点，因此，必然会给线路保护带来影响。对不同原理的线路保护，其影响程度也各不相同。

7. 同塔架设双回（或多回）线路跨线故障选相跳闸的要求

对于220kV及以下的电压等级系统，系统稳定问题并不突出，除少数重要线路外，当同塔双回线路发生异名相跨线故障时，允许双回线路保护同时判为相间故障实现三相跳闸。而对于超高压、特高压电网而言，系统安全稳定问题比较突出，双回线同时跳闸对系统的稳定运行影响很大。超高压、特高压电网普遍采用的是单相重合闸，线路三相跳闸后不再重合。因此，在超高压、特高压电网中，当同塔双回线发生异名相跨线故障时，要求每一回线路的保护装置均要正确选相跳闸。这就要求超高压、特高压电网的线路保护具有双回线跨线故障正确选相跳闸的能力。

8. 双断路器接线对线路保护对外配合的要求

为提高厂站一次系统的可靠性，在330kV及以上系统中普遍采用一个半断路器接线。与双母线接线相比，一个半断路器接线每回线路与两组断路器相关，要求线路保护与两组断路器配合，使线路保护对外配合更加复杂。

（二）配置原则

330kV及以上电压等级线路应按相互独立的原则配置两套主保护和后备保护。所谓完全独立是指双重化配置的保护除装置要独立外，所使用的直流电源、交流电流、交流电压、出口跳闸回路以及保护通道均要独立，具体配置原则如下：

（1）系统应采用近后备保护方式。

（2）线路主保护及后备保护均应双重化配置，每套主保护对线路范围内发生的各种故障均能快速可靠切除。后备保护应能反应线路的各种故障，接地后备保护应保证在接地电阻不大于表16-4所列数值时，有尽可能强的选相能力，并能正确动作跳闸。

表16-4 不同电压等级保护允许过渡电阻值

| 电压等级（kV） | 330 | 500 | 750 | 1000 |
|---|---|---|---|---|
| 时间常数（Ω） | 150 | 300 | 400 | 600 |

（3）当两套主保护均含有完善的后备保护功能时，可不单独配置后备保护。

（4）对于同塔架设的双回线路，应配置具有跨线故障选相能力，且快速切除故障的保护。

（5）对于串联补偿线路及其相邻线路，线路保护需考虑故障时电流电压反向、串联补偿MOV动作及间隙击穿、电压互感器安装位置对保护的影响。

（三）主要应用的保护及需要特殊注意的问题

330kV及以上线路主要应用的保护类型与220kV线路基本相同，但线路保护应用于330kV及以上线路时，必须考虑超高压、特高压电网的特殊性，并采取措施解决出现的新问题。关于超高压、特高压系统常用的保护类型已在本节中作过详细介绍，此处不再累述。下面就线路保护应用于超高压、特高压系统中需要特殊注意的几个问题进行介绍。

1. 双断路器接线线路保护的配置及使用问题

双断路器接线的线路保护按线路双重化配置，不包含重合闸功能。而断路器保护以及操作箱等是按断路器配置，其中断路器保护装置包含重合闸、失灵保护、非全相保护等功能。因此，要求每套线路保护必须与两组断路器保护及操作箱配合，与双母线接线比较，回路复杂程度大大提高。

（1）交流电流回路。引入保护装置的交流电流应是两组电流互感器二次电流的和回路，构成和回路的两组电流互感器二次绕组特性、变比必须一致，并在接线中注意保证两组电流方向的一致性。

（2）位置触点开入回路。接入保护装置断路器位置触点应为两组断路器位置触点的串联（也可两组断路器位置触点分别接入，在保护装置中利用软件逻辑实现串联），并要考虑一组断路器退出运行时的适应性。

（3）出口跳闸回路。保护装置引出两组分相跳闸触点，分别按相动作于两组断路器的各一组跳闸线圈。

（4）启动重合闸、启动失灵回路。线路保护装置要与两组断路器的重合闸及失灵保护配合，需要线路保护装置引出两组分相跳闸触点，分别引至两组断路器的保护装置（含重合闸及失灵保护功能），用于启动重合闸，启动失灵保护。

（5）闭锁重合闸回路。当线路保护可输出“永久跳闸”触点时，由两组永久跳闸触点分别启动两组断路器操作箱中的 TJR 继电器，由 TJR 继电器触点分别对各自的重合闸放电；当线路保护无“永久跳闸”触点输出时，则应输出专门的“闭锁重合闸”触点，分别引至两组断路器保护装置，对各自的重合闸放电。

2. 同塔架设双回线路保护配置及使用问题

分相电流差动保护利用线路两端电流的和值作为故障判别量，具有良好的故障选相能力，因此，是同塔架设的双回或多回线路首选的保护类型。此外，为实现跨线故障选相跳闸，系统中还采用了分相纵联保护。现以图 16-12 所示的同塔双回线路系统为例简要说明分相纵联保护的动作原理。

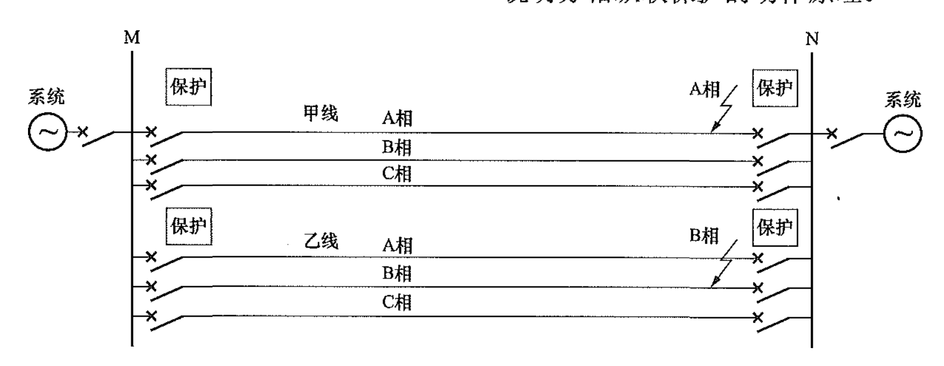



图 16-12　同塔双回线路系统示意图

在图 16-12 中靠近 N 侧发生 A-B 相跨线故障时，对于远离故障的 M 侧，甲、乙线路保护仅依靠本侧信息无法判断出是甲线 A 相故障和乙线 B 相故障，而仅会判断出是甲线的 AB 相故障和乙线的 AB 相故障。而对于近故障的 N 侧，甲、乙线路保护依靠本侧选相元件及方向元件较容易判断出是甲线 A 相故障，乙线 B 相故障。分相纵联保护就是利用跨线故障的这一特点，通过发送分相允许信号，将两侧保护共同选择的故障相作为最终跳闸相，从而实现跨线故障时两侧均正确选相跳闸。图 16-13 所示为分相纵联保护装置的选相跳闸逻辑。

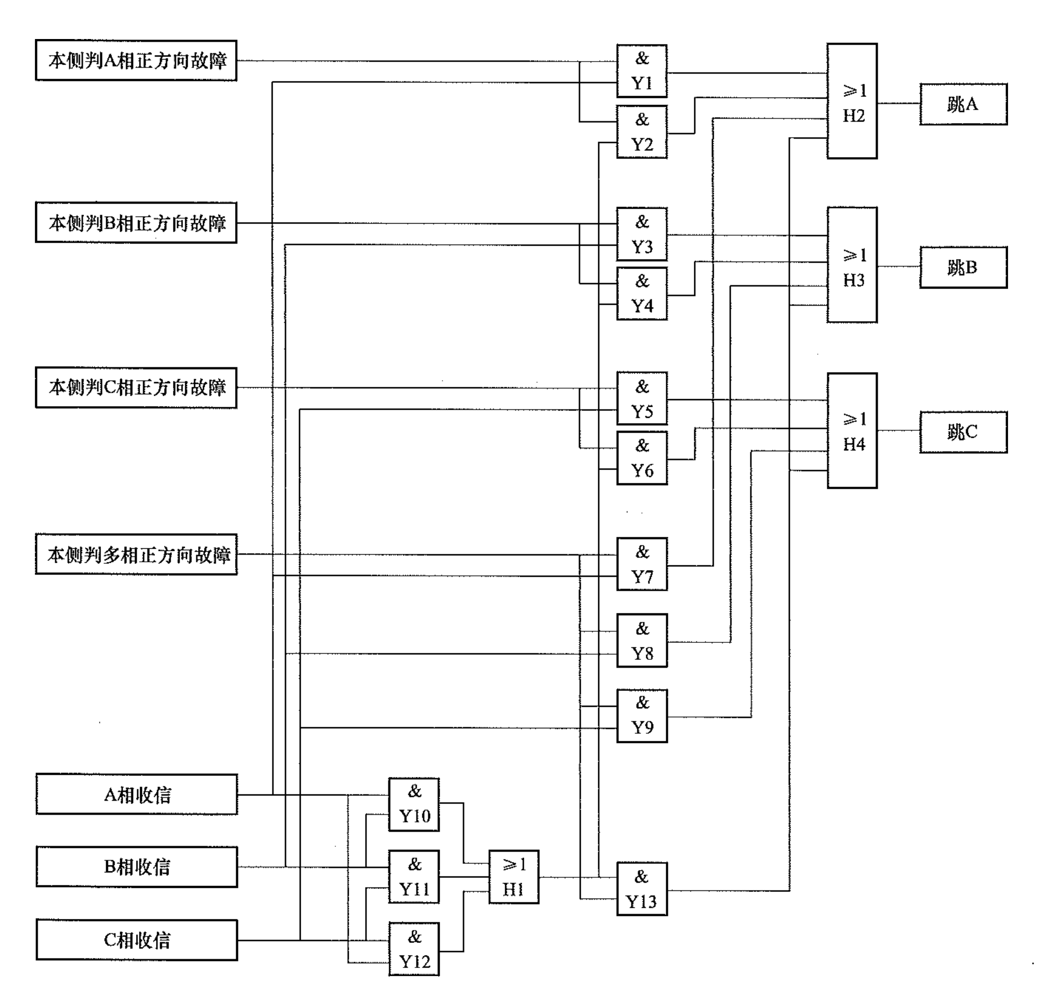



图 16-13　分相纵联保护装置选相跳闸逻辑图

3. 关于电容电流补偿问题

超高压、特高压电网线路分布电容电流大，电容电流正常为差动电流，会降低分相电流差动保护的灵敏度，需要进行补偿。

目前，国内各保护生产厂家生产的分相电流差动保护均具有充电电流补偿功能，且可通过控制字投退。但不同厂家生产的分相电流差动保护装置所采用的充电电流补偿方法不同，对于应用于 330～750kV 线路的分相电流差动保护，主要包括稳态电容电流补偿和暂态电容电流补偿两种方法。

（1）以图 16-14 所示的线路序分量Π形等值电路说明稳态电容电流的计算方法。

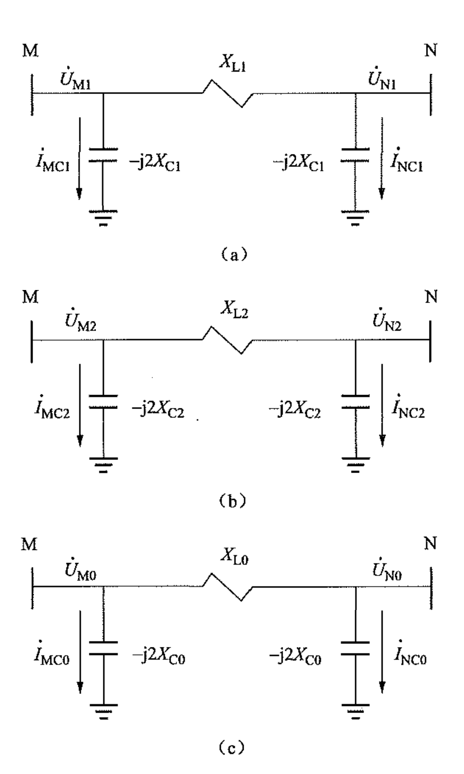



图 16-14　线路序分量Π型等值电路图

（a）正序等值电路；（b）负序等值电路；（c）零序等值电路

利用线路两侧的实测电压对电容电流进行补偿，在线路两侧各补偿电容电流的一半，即采用半补偿方案。M 侧电容电流序分量可通过式（16-3）～式（16-5）计算得出

$$\dot{I}_{MC1}=\frac{\dot{U}_{M1}}{-j2X_{C1}} \tag{16-3}$$

$$\dot{I}_{MC2}=\frac{\dot{U}_{M2}}{-j2X_{C2}} \tag{16-4}$$

$$\dot{I}_{MC0}=\frac{\dot{U}_{M0}}{-j2X_{C0}} \tag{16-5}$$

设线路正序、负序容抗相等，则 M 侧分相电容电流可通过式（16-6）～式（16-8）计算得出

$$\dot{I}_{MCA}=\frac{\dot{U}_{MA}-\dot{U}_{M0}}{-j2X_{C1}}+\frac{\dot{U}_{M0}}{-j2X_{C0}} \tag{16-6}$$

$$\dot{I}_{MCB}=\frac{\dot{U}_{MB}-\dot{U}_{M0}}{-j2X_{C1}}+\frac{\dot{U}_{M0}}{-j2X_{C0}} \tag{16-7}$$

$$\dot{I}_{MCC}=\frac{\dot{U}_{MC}-\dot{U}_{M0}}{-j2X_{C1}}+\frac{\dot{U}_{M0}}{-j2X_{C0}} \tag{16-8}$$

N 侧分相电容电流可通过式（16-9）～式（16-11）计算得出

$$\dot{I}_{NCA}=\frac{\dot{U}_{NA}-\dot{U}_{N0}}{-j2X_{C1}}+\frac{\dot{U}_{N0}}{-j2X_{C0}} \tag{16-9}$$

$$\dot{I}_{NCB}=\frac{\dot{U}_{NB}-\dot{U}_{N0}}{-j2X_{C1}}+\frac{\dot{U}_{N0}}{-j2X_{C0}} \tag{16-10}$$

$$\dot{I}_{NCC}=\frac{\dot{U}_{NC}-\dot{U}_{N0}}{-j2X_{C1}}+\frac{\dot{U}_{N0}}{-j2X_{C0}} \tag{16-11}$$

（2）以图 16-15 所示的Π形等值电路说明暂态电容电流的计算方法

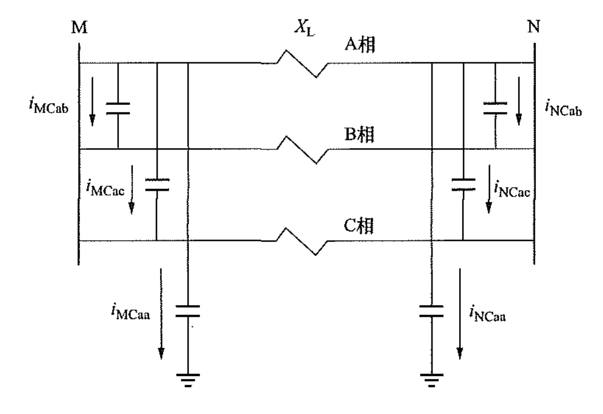



图 16-15　Π形等值电路图

各电容器电流 $i_C$ 可由式（16-12）计算得出

$$i_C=C\frac{du_C}{dt} \tag{16-12}$$

式中　$u_C$——电容器两端电压；

$C$——电容器电容值；

$i_C$——流过电容器的电流。

以 A 相为例，M、N 侧电容电流可分别由式（16-13）、式（16-14）计算得出

$$i_{MCa}=i_{MCaa}+i_{MCab}+i_{MCac} \tag{16-13}$$

$$i_{NCa}=i_{NCaa}+i_{NCab}+i_{NCac} \tag{16-14}$$

由式（16-13）、式（16-14）求得的线路各相两侧的电容电流，既反映电容电流的稳态分量，同时也反映暂态分量，可对电容电流的稳态和暂态分量予以较好的补偿，提高了差动保护的灵敏度。

与超高压输电线路相比，1000kV 特高压输电线路长度大幅提高，且采用 8 分裂导线，使得线路分布电容明显增大，在超高压系统线路保护中普遍采用的稳

态电容电流补偿方法已无法适应特高压电网的需要，需要采用新的电容电流补偿方法。目前，我国生产的特高压线路分相电流差动保护中减少电容电流影响的方法主要有两种：一种是采用基于分布参数模型的特高压线路分相电流差动保护，从保护原理上考虑了线路分布电容的影响，不需要再像传统的分相电流差动保护那样对线路电容电流进行补偿；另一种是采用上述的暂态电容电流补偿方法，对暂态和稳态电容电流均进行补偿。

改进后的适用于 1000kV 特高压输电线路的光纤通道分相电流差动保护已经过中国电科院 1000kV 动模系统的验证，并在特高压工程中使用，运行情况表明，其性能能够满足我国特高压系统运行要求。

4. 串联补偿电容线路保护配置及使用问题

对一般电力线路而言，其阻抗参数均为感性。因此，线路继电保护装置的方向测量元件及阻抗测量元件均以线路参数的这一“感性”特点为基础。线路串联补偿电容的接入，破坏了线路参数的这一特点，必然会对线路保护带来影响。对不同原理的线路保护，其影响程度也各不相同。下面以图 16-16 所示系统为例分析串联补偿电容对线路保护带来的影响以及应对措施。一般串联补偿电容的补偿度小于 50%，因此，串联补偿电容的容抗 $X_C$ 小于被补偿线路电抗值的一半。

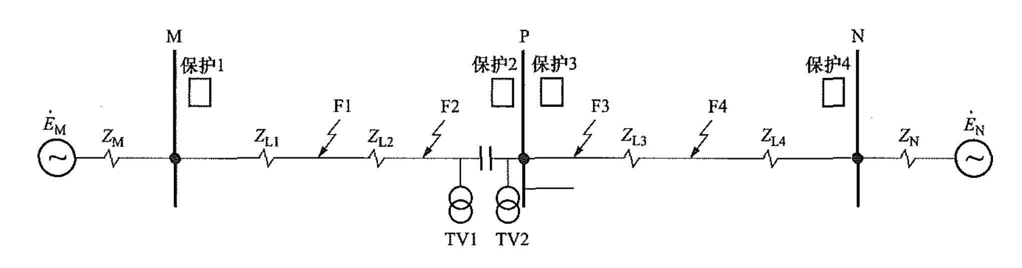



图 16-16　含串联补偿电容系统示意图

（1）对距离保护的影响。串联补偿电容对本线路远离串联补偿电容 M 侧保护 1 的影响主要是对保护范围的影响。在无串联补偿电容时，保护 1 的距离 Ⅰ 段应按式（16-15）整定。增加串联补偿电容后，保护 1 的距离 Ⅰ 段应按式（16-16）整定，保护范围明显缩短，整定公式如下

$$Z_{zd}=K_k(Z_{L1}+Z_{L2}) \qquad (16\text{-}15)$$

$$Z_{zd}=K_k(Z_{L1}+Z_{L2}-\mathrm{j}X_C) \qquad (16\text{-}16)$$

式中　$Z_{zd}$ ——整定阻抗；

$Z_{L1}+Z_{L2}$ ——线路阻抗；

$X_C$ ——串联补偿电容容抗；

$K_k$ ——可靠系数，取 0.8～0.85。

对于相邻线路远离串联补偿电容的 N 侧保护 4 而言，在整定时同样要考虑串联补偿电容的影响，按式（16-17）整定

$$Z_{zd}=K_k(Z_{L3}+Z_{L4}-K_z\cdot \mathrm{j}X_C) \qquad (16\text{-}17)$$

式中　$Z_{zd}$ ——整定阻抗；

$Z_{L3}+Z_{L4}$ ——线路阻抗；

$X_C$ ——串联补偿电容容抗；

$K_k$ ——可靠系数，取 0.8～0.85；

$K_z$ ——助增系数。

对于本线路近串联补偿电容的 P 侧保护 2 而言，串联补偿电容对其影响与保护所接电压互感器位置有关。

当保护使用线路侧电压互感器 TV1 电压时，对于正方向 F1、F2 点故障，保护 2 不受影响。而串联补偿电容反方向故障，保护 2 是否受影响取决于 TV1 点电压是否反向，与故障位置相关。F4 点故障时，TV1 点电压是否反向取决于 TV1 点处至故障点阻抗的性质，当该阻抗呈感性时，TV1 点电压不反向，保护 2 不会误动；当该阻抗呈容性时，TV1 点电压反向，保护 2 误动。极端情况，当 $Z_{L3}$ 为零时，即在串联补偿电容的反方向出口 F3 点故障，保护 2 误动。可见，当串联补偿线路近串联补偿电容侧保护使用线路电压互感器电压时，在串联补偿电容反方向相邻线路一定范围内故障，串联补偿线路距离保护会误动。

当保护使用母线侧电压互感器 TV2 电压时，对于反方向 F3、F4 点故障，保护 2 不受影响。而串联补偿电容正方向故障，保护 2 是否受影响取决于 TV2 点电压是否反向，与故障位置相关。F1 点故障时，TV2 点电压是否反向取决于 TV2 点处至故障点阻抗的性质，当该阻抗呈感性时，TV2 点电压不反向，保护 2 正确动作；当该阻抗呈容性时，TV2 点电压反向，保护 2 拒动。极端情况，当 $Z_{L2}$ 为零时，即在串联补偿电容的正方向出口 F2 点故障，保护 2 会拒动。可见，当串联补偿线路近串联补偿电容侧保护使用母线电压互感器电压时，在串联补偿电容正方向一定范围内故障，串联补偿线路距离保护会拒动。

对于相邻线路近串联补偿电容的 P 侧保护 3 而言，正方向故障，距离保护不受影响。而在反方向串联补偿线路一定范围内故障时，P 点母线电压会出现

反向，对于使用P点母线电压的保护3，会出现误动。与使用电压互感器TV1电压的保护2类似。

此外，串联补偿电容的接入，使系统故障电流中除包含高次谐波分量及非周期分量外，还包含低频分量。低频分量的存在将引起距离保护的暂态超越。

（2）对零序和负序方向元件的影响。对方向元件（突变量方向、负序方向、零序方向）而言，其动作是否正确取决于保护安装处（电压互感器安装位置）至故障点反方向系统等值中性点间阻抗的性质，若阻抗为感性，方向元件可正确动作；若阻抗为容性，方向元件可能拒动。

以零序功率方向为例，在图16-16所示系统中，对于保护1、3、4，无论何处故障，均可保证保护安装处至故障点反方向系统等值中性点间阻抗为感性，因此，串联补偿电容不会对上述保护的方向元件造成影响。对于保护2，串联补偿电容是否会对其方向元件造成影响与保护所接电压互感器位置有关。当保护使用线路侧电压互感器TV1电压时，对于正方向故障，存在保护安装处至故障点反方向系统等值中性点间阻抗为容性的可能，造成零序方向元件拒动。当保护使用母线侧电压互感器TV2电压时，对于任何地点故障，均可保证保护安装处至故障点反方向系统等值中性点间阻抗为感性，零序方向元件可以正确动作。

（3）对分相电流差动保护的影响。对于分相电流差动保护而言，其原理是计算线路两侧的分相和电流来作为保护的动作判据，其动作正确与否只受线路两侧电流影响，而不受电压反相的影响。在不考虑电流反相的前提下，串联补偿电容的接入对分相电流差动保护而言，只是增大了线路两侧阻抗角的差距，从而增大了线路内部故障时两侧电流的相角差，使差动保护的灵敏度有所降低，但不至于出现拒动或误动。因此，分相电流差动保护应为串联补偿线路的首选保护类型。

关于电流反向问题，当串联补偿电容容抗$X_C$值大于其背后系统阻抗时，此时若串联补偿电容出口故障，串联补偿电容背后系统电源所提供的短路电流将呈容性，从而造线路两侧短路电流相位相反，使内部故障时的穿越电流增大，降低了分相电流差动保护的灵敏度。

事实上，当出现串联补偿电容容抗$X_C$值大于其背后系统阻抗时，系统短路电流非常大，电容器两端承受的电压将远高于其额定电压，同时，系统也将出现过电压等一系列问题。此时，并联在串联补偿电容两端的MOV乃至MOV的大电流保护将会迅速动作（1～2ms），经放电间隙将串联补偿电容旁路。但在故障点经较大过渡电阻短路时，也可能存在MOV以及MOV的大电流保护不动作的可能。国内500kV系统串联补偿工程曾出现过类似情况，并针对工程开展了相关研究工作。

（4）应对串联补偿电容影响采取的措施。目前，国内生产的线路保护装置针对串联补偿电容的影响均采取了相应的措施，并有专门的适用于串联补偿及串联补偿相邻线路的继电保护装置或软件版本。不同厂家保护设备应对串联补偿电容影响所采取的措施有所不同，这里只对通常的做法做简单介绍，具体方法可参见各厂家保护产品说明书。

为保证串联补偿线路区内故障阻抗继电器动作的正确性，一般串联补偿线路近电容器侧的线路保护接线路侧电压互感器。此时，针对反方向经串联补偿电容短路故障时阻抗继电器失去方向性问题，阻抗继电器的极化电压采用故障前电压的记忆量，在反方向故障时，动作特性为一上抛圆，可以防止反方向经串联补偿电容短路故障时阻抗继电器失去方向性。

针对正方向经串联补偿电容故障阻抗继电器的超越问题，保护装置中设置了正向保护级电压定值$U_{plzd}$，根据流过保护安装处的电流$I$，实时调整阻抗I段的保护范围。阻抗I段的定值仍按本线路阻抗的70%～85%整定（不含电容），实际的保护范围缩小$\frac{U_{plzd}}{\sqrt{2}I}$。

针对串联补偿背后的零序等效阻抗为容性时，常规的零序方向继电器会判为反方向故障的问题，采取对零序电压进行补偿的方法，使补偿后的零序电压不会出现反向，同时，又不会因补偿而造成反方向故障失去方向性。

对于电流反向问题，并不涉及所有串联补偿工程，目前只针对个别工程进行了相关研究、试验，结论并不一定适用于其他工程。涉及类似工程时，还需针对工程进行专门研究。

（5）串联补偿电容的影响范围。串联补偿电容对系统保护的影响范围大小，不仅与串联补偿电容的参数及网络结构有关，还与故障期间电容器自身的保护动作行为密切相关。在串联补偿线路电容器出口一定范围内故障，应考虑串联补偿电容的MOV及气隙的作用，而在串联补偿线路外部故障时，应考虑MOV的作用。在确定串联补偿电容对保护的影响范围时，应在考虑严重故障时电容器自身保护必须动作的前提下进行。

串联补偿电容除对串联补偿线路本身保护造成影响外，还会对串联补偿相邻线路甚至更远的线路保护造成影响。具体影响范围需结合工程进行专题研究后确定。

## 五、线路保护通道

线路保护使用的通道种类繁多，如导引线、专用

载波通道、复用载波通道、微波通道、光纤通道等。随着电力系统通信技术及设施的完善，目前国内工程中导引线通道及微波通道已不再采用，载波通道采用也较少，只在特殊条件下采用。如极个别不具备光纤通道的工程中，或是为防止自然灾害导致通道失去而采取多种类型通道的工程中。在选择线路保护通道时，应结合保护的需求及系统的通信条件综合考虑确定。

（一）线路保护通道使用原则及通道要求

光纤通道具有不受电磁干扰、不受电力线故障影响等一系列优点，是线路保护首选的通道类型。

对于同一线路双重化配置的线路保护，其通道应该相互独立，且采用不同路由，防止因通道故障造成两套主保护同时退出运行。目前，我国 500kV 及以上电压等级线路保护主要采用双通道（也有部分地区 500kV 线路保护采用单通道），即一套保护配置两路通道。对于采用双通道的线路保护，两套保护共需四路通道。此时，同一保护装置的两路通道宜安排不同的通信路由。

线路保护的通信通道传输时间直接影响保护的整组动作时间，因此，对用于线路保护的通信通道的传输时间是有明确要求的。对于数字通道，传输时间应不大于 12ms，采用直达通道时，传输时间应不大于 5ms；对于模拟通道，当传输允许信号时，传输时间应不大于 15ms，当采用专用信号传输设备传输闭锁信号时，传输时间应不大于 5ms。当通道用于传输分相电流差动保护信息时，要求双向传输要采用同一路由。

（二）光纤通道

光纤通道是目前电力系统中最主要的线路保护通道类型，分为专用光纤通道和复用光纤通道两种。

在保护采用光纤通道时，一种方式是线路两侧保护装置直接通信，而不经保护通道传输装置；另一种方式是线路两侧保护装置经保护通道传输装置进行通信。当线路两侧保护装置直接通信时，由保护装置直接产生数字信号，经专用光纤传输至线路对侧，与对侧保护交换信号；或经通信接口装置，将保护产生的数字信号转换为符合通信接口要求的 64kbit/s 或 2048kbit/s 速率编码，复用数字通信通道传输至线路对侧，与对侧保护交换信号。当线路两侧保护装置经保护通道传输装置通信时，由保护装置输出触点信号，接入保护信号传输装置，由保护信号传输装置将其转换为数字信号，经专用光纤或复用数字通信通道传输至线路对侧，与对侧保护通道传输装置交换信号。线路对侧保护通道传输装置将接收到的数字信号转换为触点信号，接入保护装置。

目前，国产保护装置均具备直接通信功能，不需要经保护信号传输装置传输保护信号。

1. 专用光纤通道

专用光纤通道连接简单，不需要通信接口设备，保护通道不受通信设备运行状态的影响，但需要占用单独的光纤芯，对光缆资源占用较多，且传输距离有限。线路保护专用光纤通道连接示意如图 16-17 所示。

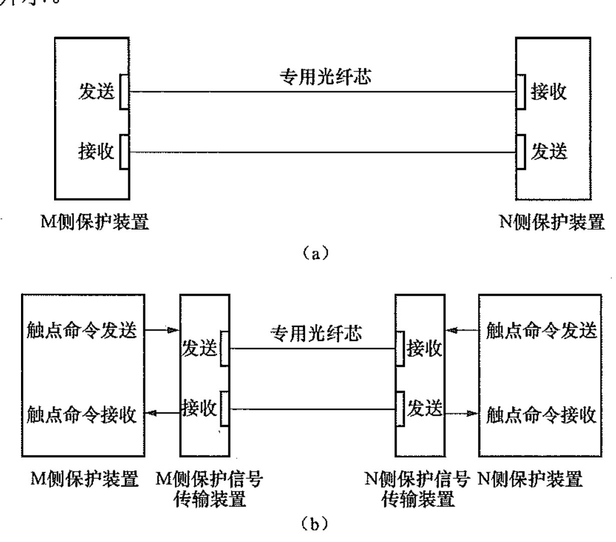



图 16-17　线路保护专用光纤通道连接示意图

（a）线路两端保护装置直接通信；

（b）线路两端保护装置经保护信号传输装置通信

为增加传输距离，保护装置的专用光纤通道均采用单模光纤，波长有 1310、1550nm 两种。采用不同波长激光器件时，通道最大传输距离不同，但对于采用相同波长激光器件情况下，不同厂家设备的最大传输距离基本相同。其中采用 1310nm 波长激光器件时，最大传输距离为 50～60km，采用 1550nm 波长激光器件时，最大传输距离可达 100km。当通道距离超过 100km 时，不能使用专用光纤芯通道。工程中在选用专用光纤芯通道时，要根据设备的实际最大传输距离并考虑适当的裕度后确定。

在选用专用光纤芯作为保护通道时，除要考虑传输距离的限制外，还需考虑对光纤芯的占用情况。单通道的一套保护需使用 2 芯专用光纤芯，还需考虑适当的备用，一般按使用芯数的 100%备用，即一套保护要占用 4 芯光纤芯。

2. 复用光纤通道

复用光纤通道不需占用专用的光纤芯，节省光纤资源，且基本不受传输距离的限制。但复用光纤通道一般需要配置专用的通信接口设备，通道连接相对复杂。线路保护复用光纤芯通道连接示意如图 16-18 所示。

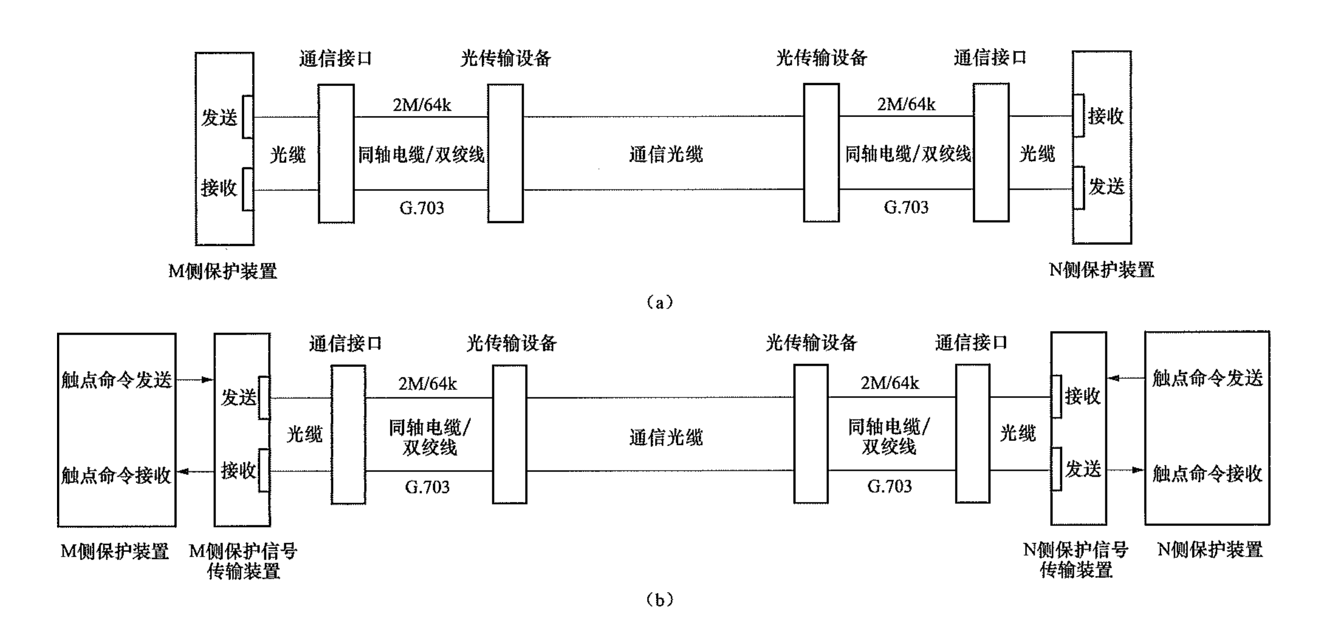



图 16-18　线路保护复用光纤通道连接示意图

(a) 线路两端保护装置直接通信；(b) 线路两端保护装置经保护信号传输装置通信

复用光纤通道一般是复用光纤通信系统的 64kbit/s 或 2Mbit/s 接口，接口须满足 ITU-T G.703 标准。当同一线路的两套保护均复用光纤通信系统接口时，两套保护的光电转换装置宜在通信室分别组柜，并分别使用通信室两组直流电源中的一组。如确需组在同一通信接口柜中，应在布置上保证同一线路两套保护使用的光电转换接口装置界限分明，并由两组直流电源分别供电。

（三）载波通道

载波通道传输线路保护信号主要包括专用收发信机和复用载波机两种传输方式。采用专用收发信机传输保护信号时，通常采用闭锁式纵联保护；采用复用载波机传输保护信号时，通常采用允许式纵联保护。无论采用专用收发信机还是复用载波机方式，均需安装通道加工设备。

图 16-19 所示为采用相—地耦合专用收发信机方式传输线路保护信号的通道连接示意图。

采用专用收发信机传输保护信号时，保护装置直接控制收发信机发信、停信，以及通过收发信机接收命令（有、无高频信号）实现纵联保护功能。保护专用收发信机高频通道通常采用相—地耦合方式，高频加工设备包括阻波器、耦合电容器（或电容式电压互感器）、结合滤波器。

图 16-20 所示为采用相—相耦合复用载波机方式传输线路保护信号的通道连接示意图。

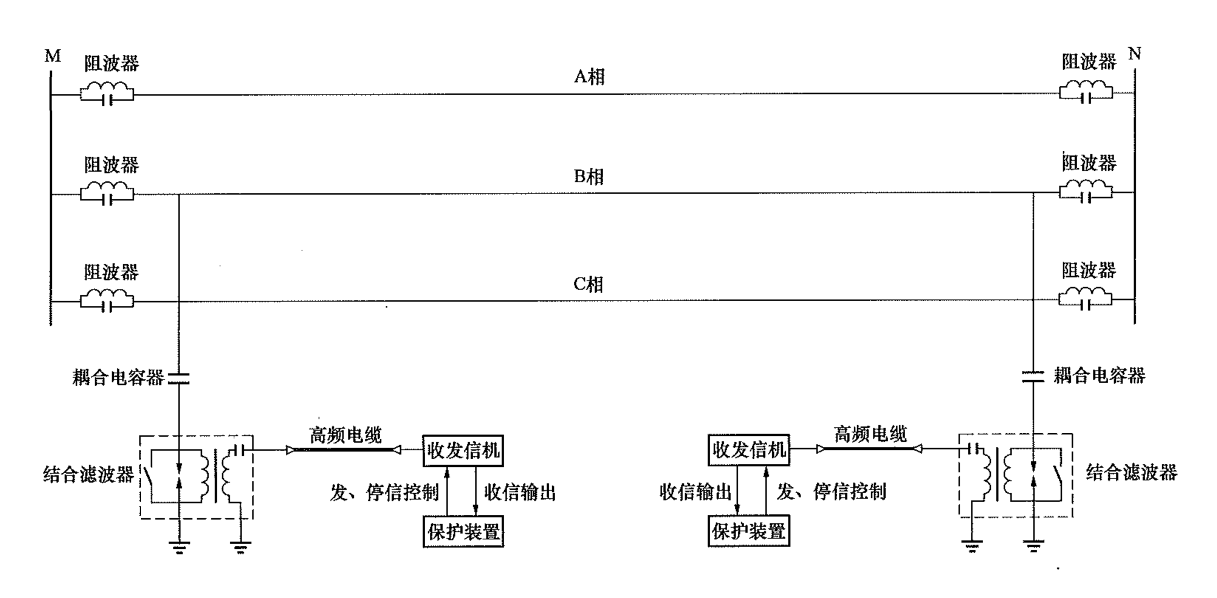



图 16-19　专用收发信机相—地耦合通道连接示意图

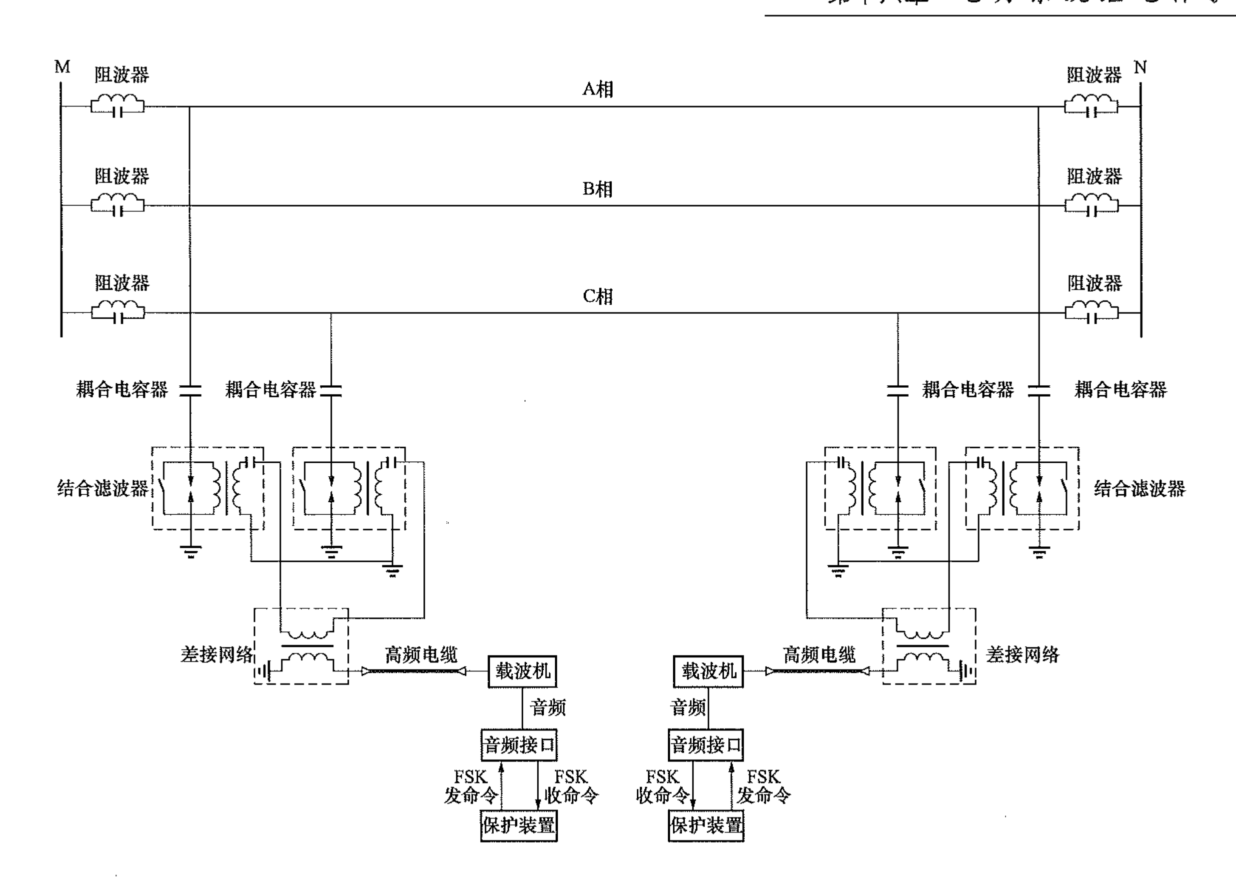



图 16-20　复用载波机相—相耦合通道连接示意图

采用复用载波机传输保护信号时，需要配置载波机音频接口装置，音频接口装置可以安装在载波机屏柜中，也可单独安装。在发送端，保护装置通过音频接口装置将命令信号经键控移频（FSK）调制成音频信号，经载波机的音频接口进行传输。在接收端，通信接口装置进行 FSK 解调，将音频信号解调后以命令触点形式输出至保护装置，实现纵联保护功能。复用载波机高频通道通常采用相—相耦合方式，高频加工设备包括阻波器、耦合电容器(或电容式电压互感器)、结合滤波器和高频差接网络。

## 六、设备选择

目前，国内各保护设备生产厂家生产的线路保护设备均包含完整的主保护和后备保护功能，无需单独选择。对于双母线接线的线路保护设备还包含重合闸功能，对于有远方跳闸及过电压保护要求的线路，线路保护中还可能集成远方跳闸及过电压保护功能。

330kV 及以上系统的双重化保护设备需单独组柜，220kV 电压等级双重化线路保护可根据情况单独组柜或合组一面柜。110kV 及以下电压等级线路保护可多间隔组一面柜，或直接将保护装置安装在开关柜中。

国内主要保护设备生产厂商生产的线路保护设备主要功能及适用范围列于表 16-5 和表 16-6，以供工程选择设备时参考。

表 16-5　　国内主要保护设备生产厂商生产的线路保护设备主要功能及适用范围（高压线路）

| 设备型号 | 包含的主要功能 | | | | | | | 适用范围 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 纵联差动 | 纵联距离 | 纵联方向 | 阶段距离 | 阶段零序 | 重合闸 | 过电压及远跳 | |
| CSC-101 | | ■ | | ■ | ■ | 可选 | 可选 | 适用于 220kV 及以上线路，用于双母线接线时，选配重合闸功能 |
| CSC-102 | | | ■ | ■ | ■ | 可选 | 可选 | 适用于 220kV 及以上线路，用于双母线接线时，选配重合闸功能 |
| CSC-103 | ■ | | | ■ | ■ | 可选 | 可选 | 适用于 220kV 及以上线路，用于双母线接线时，选配重合闸功能 |

续表

| 设备型号 | 包含的主要功能 | | | | | | | 适用范围 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 纵联差动 | 纵联距离 | 纵联方向 | 阶段距离 | 阶段零序 | 重合闸 | 过电压及远跳 | |
| CSC-109 | | | | ■ | ■ | | | 适用于 220kV（110kV）电气化铁路两相供电线路，含过电流保护功能 |
| PCS-901 | | | ■ | ■ | ■ | 可选 | 可选 | 适用于 220kV 及以上线路，用于双母线接线时，选配重合闸功能 |
| PCS-902 | | ■ | | ■ | ■ | 可选 | 可选 | 适用于 220kV 及以上线路，用于双母线接线时，选配重合闸功能 |
| PCS-931 | ■ | | | ■ | ■ | 可选 | 可选 | 适用于 220 及以上线路，用于双母线接线时，选配重合闸功能 |
| PCS-904 | | | | ■ | ■ | | | 适用于 220kV（110kV）电气化铁路两相供电线路，含过电流保护功能 |
| PSL-601U | | | ■ | ■ | ■ | 可选 | 可选 | 适用于 220kV 及以上线路，用于双母线接线时，选配重合闸功能 |
| PSL-602U | | ■ | | ■ | ■ | 可选 | 可选 | 适用于 220kV 及以上线路，用于双母线接线时，选配重合闸功能 |
| PSL-603U | ■ | | | ■ | ■ | 可选 | 可选 | 适用于 220kV 及以上线路，用于双母线接线时，选配重合闸功能 |
| PSL-607U | | | | ■ | ■ | | | 适用于 220（110kV）电气化铁路两相供电线路，含过电流保护功能 |
| WXH-801 | | | ■ | ■ | ■ | 可选 | 可选 | 适用于 220kV 及以上线路，用于双母线接线时，选配重合闸功能 |
| WXH-802 | | ■ | | ■ | ■ | 可选 | 可选 | 适用于 220kV 及以上线路，用于双母线接线时，选配重合闸功能 |
| WXH-803 | ■ | | | ■ | ■ | 可选 | 可选 | 适用于 220kV 及以上线路，用于双母线接线时，选配重合闸功能 |

**表 16-6　国内主要保护设备生产厂商生产的线路保护设备主要功能及适用范围（中低压线路）**

| 设备型号 | 包含的主要功能 | | | | | | | 适用范围 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 纵联差动 | 阶段距离 | 阶段零序 | 阶段电流 | 重合闸 | 接地选线 | | |
| CSC-161 | | ■ | ■ | | ■ | | | 适用于 110kV 中性点直接接地系统 |
| CSC-163 | ■ | ■ | ■ | | ■ | | | 适用于 110kV 中性点直接接地系统 |
| CSC-166 | | ■ | | ■ | ■ | 可选 | | 适用于 35、66kV 中性点非直接接地系统 |
| CSC-167 | ■ | ■ | | ■ | ■ | 可选 | | 适用于 35、66kV 中性点非直接接地系统 |
| CSD-211 | | | ■ | ■ | ■ | ■ | | 适用于 110kV 以下电压等级的中性点非直接接地系统 |
| CSD-212 | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | | 适用于 110kV 以下电压等级的中性点非直接接地系统 |
| PCS-941 | | ■ | ■ | | ■ | | | 适用于 110kV 中性点直接接地系统 |
| PCS-943 | ■ | ■ | ■ | | ■ | | | 适用于 110kV 中性点直接接地系统 |
| PCS-951 | | ■ | | ■ | ■ | | | 适用于 110kV 以下电压等级的中性点非直接接地系统 |

续表

| 设备型号 | 包含的主要功能 | | | | | | | 适　用　范　围 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 纵联差动 | 阶段距离 | 阶段零序 | 阶段电流 | 重合闸 | 接地选线 | | |
| PCS-953 | ■ | ■ | | ■ | ■ | | | 适用于 110kV 以下电压等级的中性点非直接接地系统 |
| PSL-621U | 可选 | ■ | ■ | ■ | ■ | | | 适用于 110kV 中性点直接接地系统 |
| PSL-623U | 可选 | ■ | ■ | | ■ | | | 适用于 110kV 中性点直接接地系统 |
| PSL-626U | 可选 | ■ | | ■ | ■ | | | 适用于 35、66kV 中性点非直接接地系统 |
| PSL-641U | | | ■ | ■ | ■ | ■ | | 适用于 66kV 及以下中性点非直接接地系统 |
| PSL-642U | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | | 适用于 66kV 及以下中性点非直接接地系统 |
| PSL-646U | ■ | | ■ | ■ | ■ | ■ | | 适用于 110kV 以下电压等级的中性点非直接接地系统 |
| PSL-691 | | | ■ | ■ | ■ | ■ | | 适用于 66kV 及以下中性点非直接接地系统 |
| WXH-811 | | ■ | ■ | | ■ | | | 适用于 110kV 中性点直接接地系统 |
| WXH-815 | | ■ | ■ | ■ | ■ | | | 适用于 110kV 中性点直接接地系统 |
| WXH-816 | | ■ | | ■ | ■ | | | 适用于 35、66kV 中性点非直接接地系统 |
| WXH-822C | | | ■ | ■ | ■ | | | 适用于 35kV 及以下中性点非直接接地系统 |
| WXH-823C | ■ | | ■ | ■ | ■ | | | 适用于 35kV 及以下中性点非直接接地系统 |

注　■表示具有此项功能。

# 第三节　母　线　保　护

## 一、母线保护类型

### （一）机械型母线保护简介

1. 带速饱和变流器电流差动保护

带速饱和变流器电流差动保护采用环流法接线，将母线上各元件电流互感器的二次绕组按统一变比同极性相连构成差动回路，接低阻抗电流差动继电器，原理接线如图 16-21 所示。低阻抗型电流差动继电器原理简单，带速饱和变流器可以防止区外故障直流分量的影响。但由于存在电流互感器区外故障电流过大出现饱和，造成保护误动作；采用速饱和变流器后造成保护动作时间延长的缺点。过去多应用在 220kV 及以下电网，近年来已被微机型母线保护所取代。

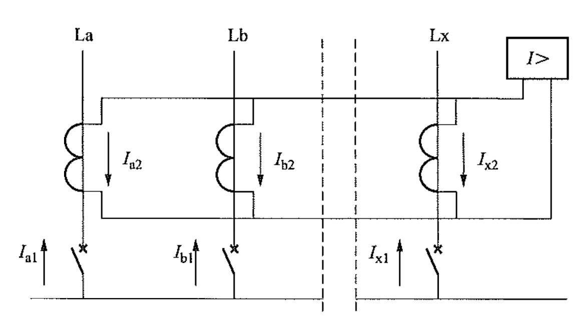



图 16-21　带速饱和变流器电流差动保护原理图

2. 中阻抗母线差动保护

中阻抗母线差动保护是利用提高差动回路电阻的方法，解决电流互感器饱和影响的带比率制动特性的差动保护。在母线故障支路电流互感器饱和的情况下，通过提高差动回路的电阻，迫使其他回路电流流经饱和电流互感器，以保证母线保护的制动性。相对于高阻抗母线差动保护，差动回路电阻不需要很高，称为中阻抗母线差动保护。

中阻抗母线差动保护原理接线如图 16-22 所示，电流互感器二次电流通过中间电流互感器转换后流向二极管，所有二极管按多相全波整流桥接线，整流桥两端接有制动电阻 $R_r$，$R_r$ 上的压降形成制动电压 $U_r$。差动回路由 $R_r$ 的中点引出，经 $R_d$ 和差动电流互感器的一次绕组回到中间电流互感器的公共点。差动电流互感器二次电流 $I_{d2}$ 经全波整流后在 $R_{op}$ 上的压降形成动作电压 $U_{op}$。干簧继电器在 $U_{op}>U_r$ 时动作，在 $U_{op}<U_r$ 时不动作。

正常运行时，流入母线的电流等于流出的电流，此时只有制动回路 $R_r$ 中有电流，动作回路 $R_d$ 中电流为零，继电器可靠不动作。

外部故障时，除故障元件电流流出母线外，其他元件电流均流入母线。假设在某半周内电流的方向如图 16-22 所示，$I_{a3}$、$I_{b3}$ 等由整流桥的 P 点流出，经半个制动电阻 $R_r/2$ 后分为两路，一路电流 $I_{d1}$ 经差动回路、公共点 N 流回；另一路电流 $I_{x3}$ 经另外半个制动电阻 $R_r/2$、整流桥的 M 点和差动回路 Lx 元件中间电

流互感器的二次绕组流回。增大 $R_r$ 就可减少 $I_{d1}$、增加 $I_{x3}$，使 $U_{op}<U_r$，继电器不动作。

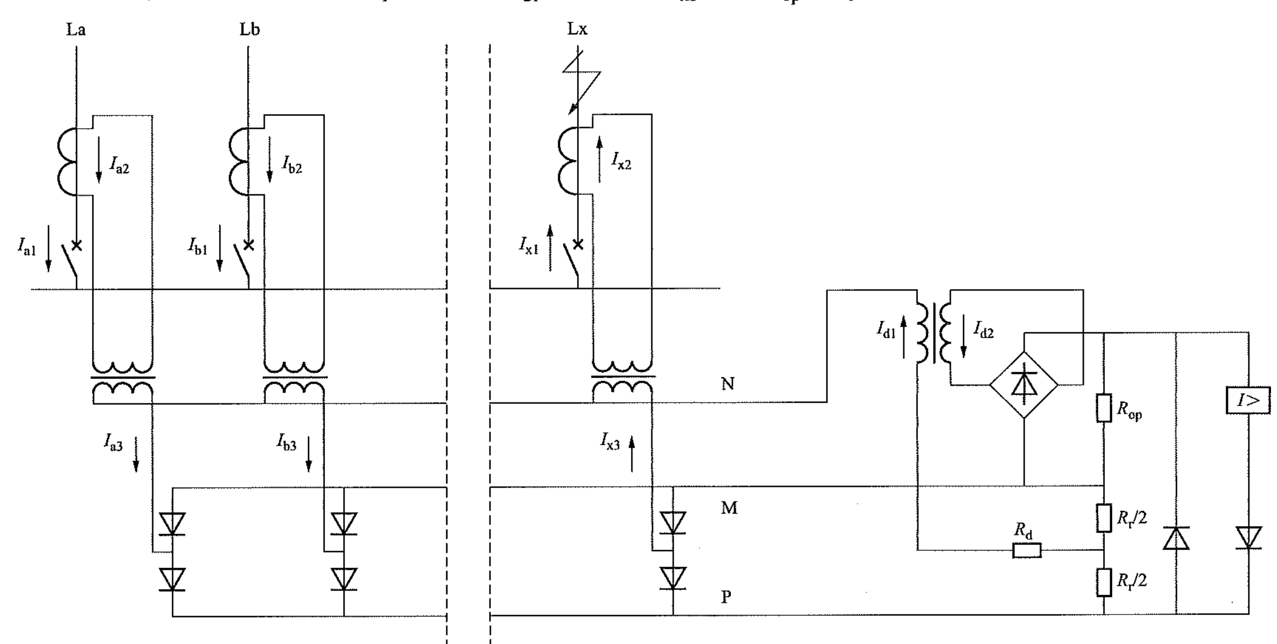



图 16-22 中阻抗母线差动保护原理图

内部故障时，所有元件电流均流入母线，所有元件中间电流互感器的二次电流方向相同。每半个周期内所有元件电流流经半个制动电阻 $R_r/2$、$R_d$、差动电流互感器的一次绕组，此时，仅半个制动电阻 $R_r/2$ 上有电流流过，使 $U_{op}>U_r$，继电器动作。

中阻抗母线差动保护接线简单，在外部故障时保证了选择性，在内部故障时能灵敏快速的动作，差动回路的电压上升不大。由于增加了中间电流互感器，当母线上连接元件较多时保护装置的体积和质量偏大。中阻抗母线差动保护曾在我国 220kV 及以上电网中得到了广泛的应用，目前，已逐步被微机型母线保护所取代。

3. 母线电压差动保护

母线电压差动在国外应用的较早，采用环流法接线，将母线上各元件电流互感器的二次绕组按统一变比同极性相连构成差动回路，接高阻抗电压差动继电器，原理接线如图 16-23 所示。

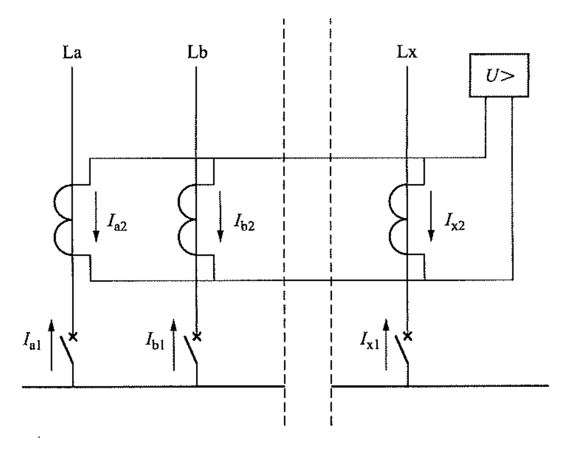



图 16-23 电压差动保护原理图

外部故障最严重的情况是故障线路的电流互感器完全饱和，差动回路中的不平衡电流达到最大，等于故障线路的电流。由于电压差动继电器的内阻高，迫使不平衡电流流入故障线路电流互感器二次绕组，继电器中流过的电流很小，保证保护不误动作。内部故障时，母线上各元件电流互感器二次电流方向相同，迫使差动电流流过电压差动继电器，形成较高电压使其动作。

母线电压差动保护的优点：

（1）接线简单，便于调试和维护；

（2）具有极强的抗电流互感器饱和能力。

母线电压差动保护的缺点：

（1）母线电压差动保护采用励磁阻抗较高的低漏磁电流互感器，母线上各元件电流互感器的变比和励磁特性应相同。

（2）母线内部故障时，差动回路电压可达几百伏，需加强二次电流回路电缆和其他部件的绝缘水平。

（3）作为母线保护的选择元件时，母线上连接元件进行切换，进而二次电流回路也需进行相应切换，由于二次电流回路可能出现的高电压，需加强二次电流切换回路的可靠性。

母线电压差动保护适用于短路电流较大，电流互感器容易饱和的单母线。由于母线电压差动保护二次电流回路存在高电压的缺点，近年来已逐步被微机型保护取代。

（二）微机型母线保护

1. 差电流与和电流

差电流是母线上所有连接元件电流和的绝对值，表达式为 $I_d=\left|\sum_{j=1}^{m}I_j\right|$，$I_j$ 是母线上第 $j$ 个连接元件的电流。

和电流是母线上所有连接元件电流绝对值的和，表达式为 $I_r=\sum_{j=1}^{m}|I_j|$，$I_j$ 是母线上第 $j$ 个连接元件的电流。

2. 启动元件

（1）差电流启动元件。当任一相差电流大于设定的门槛值时，该相启动元件动作，表达式为

$$I_d > I_{dset} \tag{16-18}$$

式中　$I_d$——分相差电流；

$I_{dset}$——差电流门槛值。

（2）差电流变化量启动元件。当任一相差电流变化量大于设定的门槛值时，该相启动元件动作，表达式为

$$\Delta I_d > \Delta I_{dset} \tag{16-19}$$

式中　$\Delta I_d$——分相差电流变化量；

$\Delta I_{dset}$——差电流变化量门槛值。

（3）和电流启动元件。当任一相和电流变化量大于设定的门槛值时，该相启动元件动作，表达式为

$$I_r > I_{rset} \tag{16-20}$$

式中　$I_r$——分相和电流；

$I_{rset}$——和电流门槛值。

（4）电压变化量启动元件。当母线任一相工频电压变化量大于设定的门槛值时，该相启动元件动作，表达式为

$$\Delta U > \Delta U_{set} \tag{16-21}$$

3. 差动元件

（1）电流比率差动元件。电流比率差动元件动作判据表达式为

$$I_d > I_{op} \tag{16-22}$$

$$I_d - k_{1r} I_r > 0 \tag{16-23}$$

式中　$I_d$——分相差电流；

$I_{op}$——差电流启动值；

$k_{1r}$——制动系数，取值范围 $0<k_{1r}<1$；

$I_r$——分相和电流。

电流比率差动元件动作特性如图 16-24 所示。

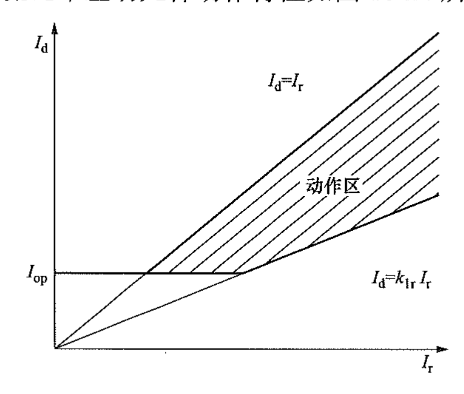



图 16-24　电流比率差动元件动作特性图

（2）复式电流比率差动元件。复式电流比率差动元件动作判据表达式为

$$I_d > I_{op} \tag{16-24}$$

$$I_d - k_{2r}(I_r - I_d) > 0 \tag{16-25}$$

式中　$I_d$——分相差电流；

$I_{op}$——差电流启动值；

$k_{2r}$——制动系数，取值范围 $0<k_{2r}<\infty$；

$I_r$——分相和电流。

复式电流比率差动元件动作特性如图 16-25 所示。

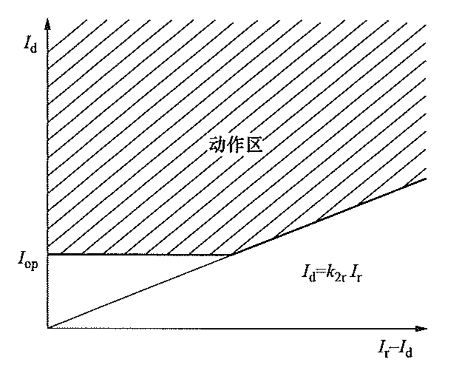



图 16-25　复式电流比率差动元件动作特性图

复式电流比率差动元件在制动电流中引入了差电流，极大地拓宽了制动系数的取值范围，实际上 $k_{1r}$ 和 $k_{2r}$ 之间存在以下关系

$$k_{1r}=\frac{k_{2r}}{1+k_{2r}} \tag{16-26}$$

$$k_{2r}=\frac{k_{1r}}{1-k_{1r}} \tag{16-27}$$

按以上关系变换，复式电流比率差动元件和电流比率差动元件就有相同的特性。

1）母线内部故障计及流出母线的电流时，复式电流比率差动元件的制动系数表达式为

$$k_{2r}<\frac{I_d}{I_r-I_d}=\frac{1}{2E_{XT}} \tag{16-28}$$

式中　$I_d$——分相差电流；

$I_r$——分相和电流；

$k_{2r}$——制动系数，取值范围 $0<k_{2r}<\infty$；

$E_{XT}$——母线内部故障，流出母线的电流占总故障电流的百分比。

表 16-7 为母线区内故障时流出母线电流百分比 $E_{XT}$ 与复式比率系数 $k_{2r}$ 的关系，$E_{XT}$=0 为没有电流流出，$E_{XT}$=100%为电流全部流出，可以参考表 16-7 的值确定复式比率系数的取值，保证母线内部故障时差动元件可靠动作。

2）母线外部故障，故障支路电流互感器流过的是其他支路提供的短路电流之和，流过的短路电流最大，误差 $\delta$ 也最大。其他支路电流互感器误差 $\delta$ 较小，可忽略不计。复式电流比率差动元件的制动系数表达式为

$$k_{2r} < \frac{I_d}{I_r - I_d} = \frac{\delta}{2-2\delta} \qquad (16\text{-}29)$$

表 16-8 为母线区外故障时，故障支路电流互感器误差。$\delta$与复式比率系数 $k_{2r}$ 的关系，可以参考表 16-8 确定复式比率系数的取值，保证母线外部故障时差动元件可靠不动作。

**表 16-7　　流出母线电流百分比 $E_{XT}$ 与复式比率系数 $k_{2r}$ 的关系**

| $E_{XT}$（100%） | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $k_{2r}$ | ∞ | <5 | <2.5 | <1.67 | <1.25 | <1 | <0.83 | <0.71 | <0.62 | <0.55 | <0.5 |

**表 16-8　　电流互感器误差 $\delta$ 与复式比率系数 $k_{2r}$ 的关系**

| $\delta$（100%） | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $k_{2r}$ | >0.056 | >0.125 | >0.214 | >0.3 | >0.5 | >0.75 | >1.167 | >2 | >4.5 |

通过上述对流出电流百分比 $E_{XT}$、电流互感器误差 $\delta$ 与复式比率系数 $k_{2r}$ 之间关系的分析，复式电流比率差动特性的比率系数取值范围宽，使得内部故障时灵敏度高，外部故障时制动能力强。例如，取 $k_{2r}$=0.8，母线内部故障时允许有 60%的总故障电流流出，母线外部故障时允许故障支路电流互感器的误差达到 60%。

（3）故障变化量电流差动元件。故障变化量电流差动元件基于电流比率差动或复式电流比率差动原理，其中差动电流和制动电流使用的都是故障分量。故障变化量不受负荷的影响，有利于提高保护抗过渡电阻的能力，减少受故障前系统功角的影响。但故障变化量存在时间短，一般只作为电流比率差动或复式电流比率差动的补充。

4. 复合电压闭锁元件

为防止意外原因母线保护误动作，母线保护中设置有复合电压闭锁元件，其电压闭锁开放逻辑如图 16-26 所示，当母线任意相电压 $U_a$、$U_b$、$U_c$ 低于低电压定值 $U_{bs}$、母线负序电压 $U_2$ 高于负序电压定值 $U_{2bs}$、母线零序电压 $3U_0$ 高于零序电压定值 $U_{0bs}$ 或母线电压互感器断线时开放相应母线电压闭锁元件。

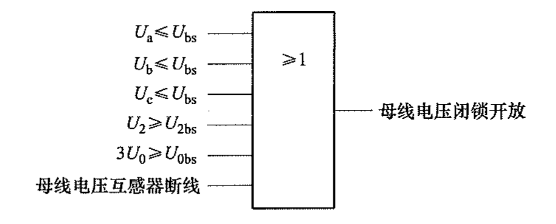



图 16-26　电压闭锁开放逻辑图

5. 抗电流互感器饱和措施

（1）电流互感器饱和后，二次电流特征如下：

1）在故障发生的初始阶段和电流过零点附近电流互感器存在一个线性传变区。

2）电流互感器饱和后，二次电流发生畸变，甚至完全偏于时间轴的一侧，含有大量的谐波分量。

（2）在我国高压电网曾经大量使用的中阻抗型母线保护，利用 5～10ms 快速动作保证内部故障时正确动作，中阻抗比率制动保证外部故障时不误动。目前，电网中已普遍采用微机型母线保护，利用电流互感器饱和后二次电流的特点采用了以下的新方法。

1）同步识别法。母线上发生故障时，故障时刻与差动电流的出现是同步发生的。母线区外发生故障时，电流互感器出现饱和有一定的延时。

母线保护通过检测电压突变量、制动电流突变量等作为电流互感器饱和的判据，当差动电流与饱和判据是同步出现的，认为发生母线区内故障开放母线保护；当差动电流滞后饱和判据出现时，认为是由于电流互感器饱和产生的差动电流，立即闭锁母线保护。目前，国产微机型母线差动保护能够鉴别出发生故障后电流互感器最快 2ms 进入饱和。

2）谐波制动法。电流互感器饱和后二次电流含有大量的谐波分量，用谐波制动可以防止母线区外故障电流互感器饱和误动。区内故障电流互感器饱和时，同样会出现谐波分量，为防止区内故障或区外故障转区内故障，电流互感器饱和导致母线差动保护拒动，还需引入差流是否存在间断确定是区内故障还是区外故障。

利用电流互感器饱和后，电流过零点附近电流互感器存在一个线性传变区特点。区外故障电流互感器饱和后，每个周波内仅在线性传变区存在差流，即存在间断。区内故障电流互感器饱和后，无论是否工作在线性传变区，一直存在差流，即不存在间断。

母线差动保护通过检测差流是否存在间断，如存在间断，则判定为区外故障，再利用谐波分量制动防止母线保护误动作。

3）自适应阻抗加权抗饱和方法。自适应阻抗加权抗饱和方法的基本原理基于同步识别的方法。自适应阻抗加权抗饱和方法利用电压工频变化量启动元件自适应地开放加权算法。当发生母线区内故障时，工频变化量差动元件和工频变化量阻抗元件与工频变化量电压元件基本同时动作，而发生母线区外故障时，由

于故障开始瞬间电流互感器尚未进入饱和，工频变化量差动元件和工频变化量阻抗元件的动作滞后于工频变化量电压元件。利用工频变化量差动元件、工频变化量阻抗元件与工频变化量电压元件动作的相对时序关系的特点，得到抗电流互感器饱和的自适应阻抗加权判据。在发生交流电压回路断线时，自动将电压开放元件改为电流开放元件，并适当调整加权值，抗饱和能力不受影响。

4）差流动态追忆抗饱和方法。差流动态追忆抗饱和方法也是基于同步识别的原理。

差流动态追忆抗饱和方法利用突变量差电流快速启动，设快速启动时刻的采样基准点为 $k$ 点，紧接的采样点为 $k+1$、$k+2\cdots k+n$。

$k$ 点差流变化系数 $X_1$ 的计算公式为

$$X_1=|\sum\Delta I_k|/\sum|\Delta I_k| \tag{16-30}$$

$k+n$ 点的差流变化系数 $X_n$ 计算公式为

$$X_n=\sum_{j=k-m}^{k+n-2}\left|\sum\Delta I_j\right|/\sum_{j=k-m}^{k+n-2}\sum\left|\Delta I_j\right| \tag{16-31}$$

式中　$j$——计算采样点；

$k$——为采样基准点；

$m$——为向前追忆间隔；

$n$=2，3，4，…。

差流动态追忆法以突变量差流产生时刻的短路水平为依据，对突变量差流的形成和发展过程进行追忆分析，以图 16-27 所示的差电流特征计算数据示意为例，说明区分发生区内故障或区外故障电流互感器饱和特征判据。

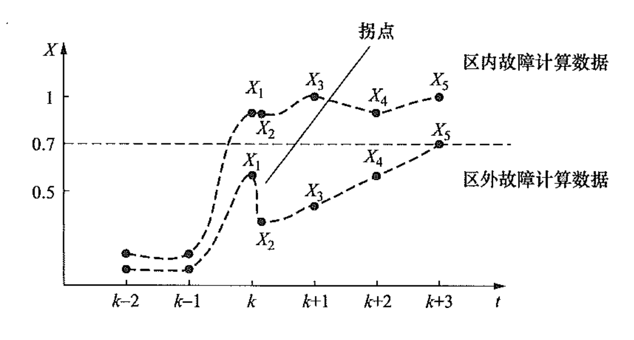



图 16-27　差电流特征计算数据示意图

突变量差流形成判据：若 $X_1+X_2<A$，判为区外故障电流互感器饱和，反之判为区内故障。

电流互感器饱和拐点判据：若 $X_2/X_1<B$，判为区外故障电流互感器饱和，反之判为区内故障。

区内故障特征连续性判据：若 $X_1+X_2+X_3+X_4+X_5>C$，判为区内故障。

6. 电流互感器断线闭锁

电流互感器断线期间，发生母线区外故障，母线差动保护可能会发生误动作，因此母线保护中设置有电流互感器断线闭锁元件，其闭锁逻辑如图 16-28 所示，母线差动电流 $I_{da}$、$I_{db}$、$I_{dc}$ 高于电流互感器断线闭锁定值 $I_{ct}$ 时，经延时后发出电流互感器断线信号，并经控制字选择是否闭锁母线保护。

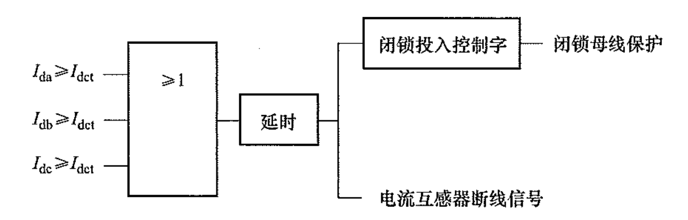



图 16-28　电流互感器断线闭锁逻辑图

7. 电压互感器断线监视

对采用复合电压闭锁的母线保护，为防止由于电压互感器断线造成误判，母线保护设置电压互感器断线监视元件。母线保护通过负序或零序电压高于定值判断电压互感器单相或两相断线，通过三相电压幅值低于定值判断电压互感器三相断线。母线保护检测到电压互感器断线后，经延时发出电压互感器断线信号。

8. 微机型母线保护适用范围

与机械型母线保护相比较，微机型母线保护无论在功能上，还是在运行维护上都具有较大优势，因此，国内各电压等级均已采用微机型母线保护。

## 二、配置原则及要求

### （一）母线保护配置原则

母线故障是电气设备最严重的故障之一，它将使连接于故障母线上的所有元件被迫停电。当未装设母线保护或母线保护停用时，如果母线故障将延长故障切除时间，并且会扩大停电范围。因此，对于 35～1000kV 发电厂或变电站母线，在以下情况时应装设母线保护：

（1）220kV 及以上母线应装设快速有选择性切除故障的母线保护，为防止母线保护因检修退出失去保护，母线发生故障危及系统稳定，除终端负荷变电站外，220kV 及以上电压等级的母线保护应按双重化配置。

（2）110kV 双母线接线或单母线分段接线。

（3）110kV 单母线、重要发电厂或 110kV 以上重要变电站的 35～66kV 母线，需要快速切除母线上的故障时。

（4）35～66kV 电力网中，主要变电站 35～66kV 双母线接线或单母线分段接线需要快速而有选择性地切除一组母线上的故障，以保证系统安全稳定运行和可靠供电。

### （二）对母线保护的基本要求

（1）母线保护的动作范围包括连接在母线上的所

有元件，因此母线保护的可靠性对电力系统的安全稳定运行是十分重要的。

1）对于单母线分段接线、双母线及双母线分段接线，除按每一组母线设置一个小差动作为选择元件外，再设置一个大差动作为母线区内外故障的判别元件，判别元件和选择元件构成与逻辑，增加可靠性。

2）对一个半断路器、双母线多分段等构成环路的各类接线形式，当母线短路时，某些连接元件的电流可能自故障母线流出，母线保护应能可靠地切除故障母线段。

3）为防止意外原因导致母线保护误动作，单母线及单母线分段接线、双母线及双母线分段接线的母线保护应采取电压闭锁措施。

4）为防止电流互感器二次回路断线母线保护误动作，母线保护对电流互感器二次回路断线应具有监视、报警和闭锁措施。

（2）母线保护不应限制一次系统的运行方式，在一次系统各种运行方式下，母线保护均应具有良好的选择性。

1）在双母线接线破坏固定连接运行时，母线保护仍能具有选择性。

2）在空母线充电并合闸于故障母线时，母线保护应能快速而有选择性地断开故障母线。

3）双母线接线在倒闸操作时，一回线路两组隔离开关同时跨接两组母线时发生母线故障，母线保护应能快速断开两组母线连接所有元件。

（3）母线出线故障时，故障元件电流互感器将流过母线总的故障电流，为防止由于电流互感器严重饱和形成的差动电流而引起母线保护误动作，母线差动保护应有抗电流互感器饱和的方法，保证母线保护不会因电流互感器饱和，在外部故障时误动，在内部故障时拒动。

（4）对电流互感器的要求，母线差动保护应能适应各连接元件电流互感器不同变比的要求。母线差动保护各连接元件不宜混用 TP 类和 P 类电流互感器，各电压等级母线差动保护使用电流互感器类型原则如下：

1）330kV 及以上电压等级母线差动保护使用 TP 类电流互感器。

2）220kV 电压等级母线差动保护使用 P 类电流互感器，暂态系数宜不低于 2。

3）110kV 及以下电压等级母线差动保护使用 P 类电流互感器。

（5）与其他保护的配合：

1）在母线故障且断路器失灵、断路器与电流互感器之间故障，当线路上装设有纵联保护时，应采取措施保证线路对侧断路器快速跳闸。

2）如不采用母线重合闸，母线保护动作时应闭锁线路重合闸。

## 三、单母线接线

### （一）单母线及单母线分段接线母线保护

单母线或单母线分段接线是简单的母线接线方式，在母线检修或发生故障时，单母线接线将使母线上连接的全部元件停电，单母线分段接线将使母线上连接的约一半元件停电。

35～110kV 单母线或单母线分段母线配置一套装置作为母线保护，220kV 单母线或单母线分段母线宜配置双套母线保护。单母线分段接线保护的逻辑如图 16-29 所示。计算母线上所有连接元件电流值构成大差动，作为区内故障的判别元件；计算分段母线上所有连接元件电流值构成小差动，作为选择元件；按照分段母线分别配置复合电压闭锁元件。在大差动、分段小差动及相应电压闭锁元件同时动作情况下，母线保护出口动作跳开分段断路器、分段母线上连接各支路断路器。

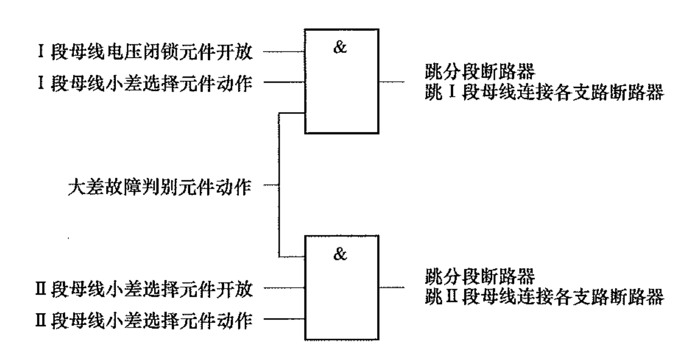



图 16-29　单母线分段接线保护逻辑图

### （二）一个半断路器接线母线保护

一个半断路器接线，母线侧断路器经过一个隔离开关与母线连接，实际上相当于两组单母线，不存在母线上连接元件由于切换破坏固定连接的情况，保护原理上可按照单母线考虑。由于一个半断路器接线主要应用于 330kV 及以上电压等级工程中，因此，工程中每组母线都配置了双套母线保护。

对于单母线或单母分段母线，如果母线保护误动作将使变电站全部或部分停电，因此，将母线保护的安全性放在首要位置。对于一个半断路器接线，跳开母线上所有元件的断路器，改变一个半断路器接线的潮流分布，但不影响连续运行。如果母线故障且保护拒动，将由母线上连接元件的后备保护切除故障，对于一个半断路器接线应用的超高压电网，延长故障的切除时间将影响系统的稳定运行。因此，将母线保护的可信赖性放在首要位置。按此原则，一个半断路器接线的母线保护未配置复合电压闭锁元件。

## 四、双母线接线

### （一）双母线接线的特殊问题

1. 运行方式的识别

双母线接线的一个优点是母线上连接的各个电源和各回路负荷可以任意分配到某一组母线上，能灵活地适应系统中各种运行方式调度和潮流变化的需要。双母线接线运行方式如图 16-30 所示，G1、G2 是支路在Ⅰ、Ⅱ母线的隔离开关。保护接入各支路 G1、G2 的动合辅助触点动态跟踪现场的运行工况，通常用高电平“1”表示隔离开关合上，低电平“0”表示隔离开关断开，则支路运行方式控制字见表 16-9。

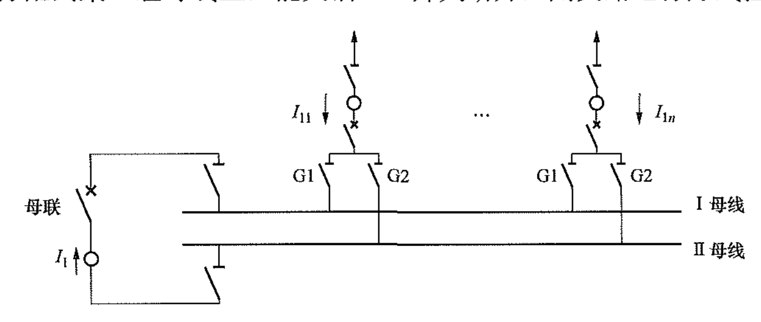



图 16-30　双母线接线运行方式示意图

表 16-9　双母线接线支路运行方式控制字

| G1 状态 | G2 状态 | 运行方式说明 |
|---|---|---|
| 0 | 0 | 支路停运 |
| 0 | 1 | 支路运行在Ⅱ母线 |
| 1 | 0 | 支路运行在Ⅰ母线 |
| 1 | 1 | 支路同时运行在Ⅰ、Ⅱ母线倒闸操作 |

母线保护通过开关量输入读取各支路隔离开关状态，分别形成Ⅰ、Ⅱ母线运行方式字，同时辅以电流校验，实时跟踪母线运行方式。此外，针对因隔离开关辅助触点工作电源丢失而导致的所有隔离开关位置都为 0 的情况，装置能够记忆掉电前的隔离开关位置和母线运行方式字直到开入电源恢复正常为止，使得母线保护在该状态下仍可以正确跳闸。

（1）大差差动和制动电流表达式为

$$I_{\rm d}=|I_{11}+\cdots+I_{1n}| \tag{16-32}$$

$$I_{\rm r}=|I_{11}+\cdots+I_{1n}| \tag{16-33}$$

式中　$I_{1n}$——母线第 $n$ 个元件电流。

（2）Ⅰ母线小差差动和制动电流表达式为

$$I_{\rm d1}=|k_{11}I_{11}+\cdots+k_{1n}I_{1n}+k_1I_1| \tag{16-34}$$

$$I_{\rm r1}=|k_{11}I_{11}|+\cdots+|k_{1n}I_{1n}|+|k_1I_1| \tag{16-35}$$

式中　$I_{1n}$——Ⅰ母线第 $n$ 个元件电流；
$k_{1n}$——Ⅰ母线第 $n$ 个元件支路系数；
$I_1$——母联电流；
$k_1$——母联支路系数。

计算Ⅰ母线差动电流和制动电流时，$k_{11}\cdots k_{1n}$ 根据对应支路隔离开关位置运行于Ⅰ母线取 1，不运行于Ⅰ母线取 0。$k_1$ 根据母联断路器位置运行于合闸位置取 1，运行于分闸位置取 0。

（3）Ⅱ母线小差差动和制动电流表达式为

$$I_{\rm d2}=|k_{11}I_{11}+\cdots+k_{1n}I_{1n}+k_1I_1| \tag{16-36}$$

$$I_{\rm r2}=|k_{11}I_{11}|+\cdots+|k_{1n}I_{1n}|-|k_1I_1| \tag{16-37}$$

式中　$I_{1n}$——Ⅰ母线第 $n$ 个元件电流；
$k_{1n}$——Ⅰ母线第 $n$ 个元件支路系数；
$I_1$——母联电流；
$k_1$——母联支路系数。

计算Ⅱ母线差动电流和制动电流时，$k_{11}\cdots k_{1n}$ 根据对应支路隔离开关位置运行于Ⅱ母线取 1，不运行于Ⅱ母线取 0。$k_1$ 根据母联断路器位置运行于合闸位置取 1，运行于分闸位置取 0。

2. 隔离开关双跨

在母线上支路倒闸操作时将出现短时隔离开关双跨，装置采取将两段母线合并为一段母线的方法，此时小差失去选择性。在母线发生区外故障时差动保护可靠不动作，发生区内故障时跳开所有连接在母线上的断路器。

3. 母联死区保护

若图 16-31 所示位置发生故障，母线保护判断Ⅰ母线故障，母线保护动作跳开母联断路器和Ⅰ母线上所连支路断路器，此时故障并未消除，需采取措施联切Ⅱ母线上所连支路断路器。因此，为提高保护动作速度，母线保护专设了母联死区保护。保护在差动保护发母线跳令后，母联断路器已跳开而母联电流互感器仍有电流，且大差元件和小差元件动作不返回，经死区动作延时 100～150ms 跳开Ⅱ母线上所连支路断路器。

为防止母联断路器在跳位时发生死区故障将母线全切除，当两母线都有电压且母联在跳位时母联电流不计入小差，此时发生图 16-31 所示位置故障，母线

保护判断Ⅱ母线故障，母线保护动作跳开母联断路器和Ⅱ母线上所连支路断路器。

4. 母联充电保护

当任一组母线检修后再投入之前，利用母联断路器对该母线进行充电试验时可投入母联充电保护，当被试验母线存在故障时，利用充电保护切除故障。母联充电保护是临时性保护，满足启动条件时自动开放300ms，启动条件如下：

（1）一段母线正常运行，另一段母线停止运行；

（2）母联断路器断开；

（3）母联电流从无到有。

（二）双母单分段接线

双母单分段接线电流示意如图16-32所示。在此种接线方式下所有支路的隔离开关辅助触点均应作为确定母线运行方式的输入量，大差差动电流和制动电流均不计及母联电流和分段电流，各段小差差动电流和制动电流均应根据母联、分段断路器位置和电流互感器的极性计及母联、分段电流。

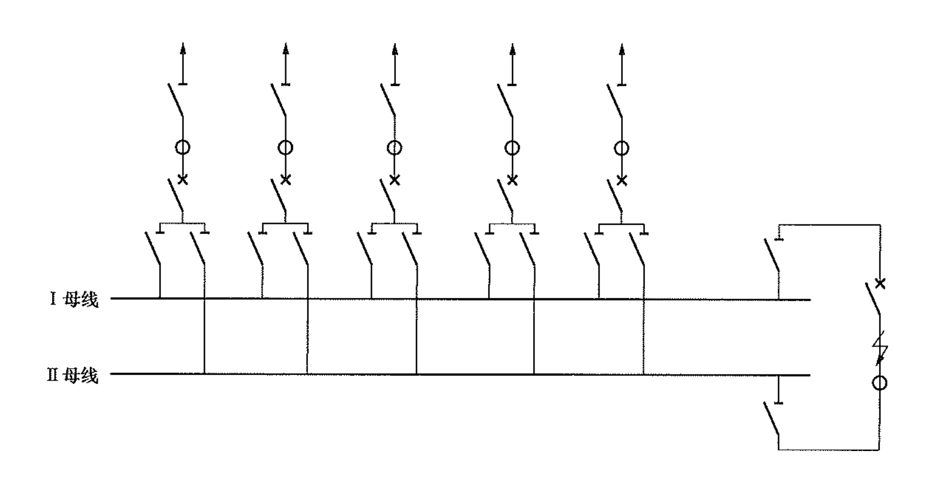



图16-31　双母线接线母联死区故障示意图

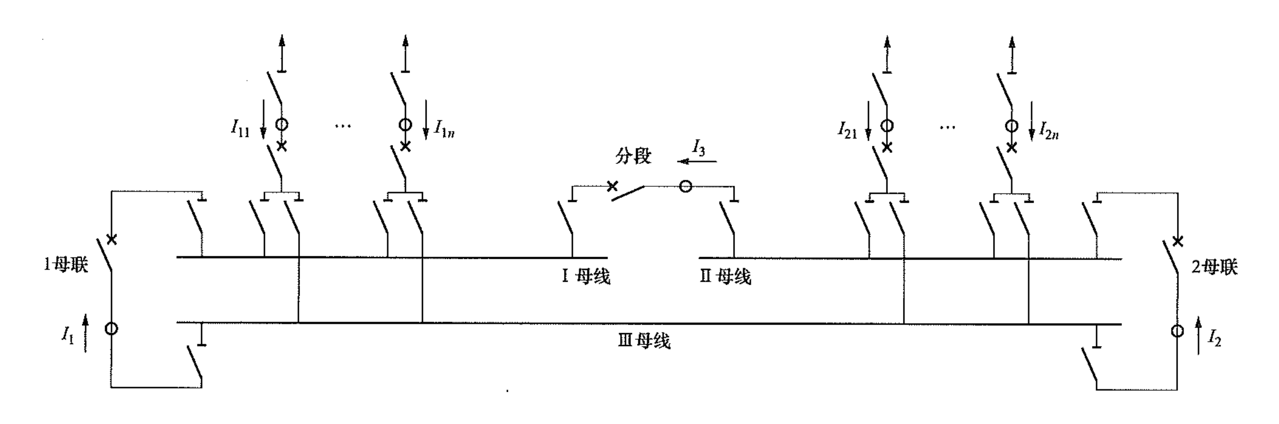



图16-32　双母单分段接线电流示意图

1. 大差差动和制动电流

大差差动和制动电流表达式为

$$I_d = |I_{11} + \cdots + I_{1n} + I_{21} + \cdots + I_{2n}| \tag{16-38}$$

$$I_r = |I_{11}| + \cdots + |I_{1n}| + |I_{21}| + \cdots + |I_{2n}| \tag{16-39}$$

式中　$I_{1n}$——Ⅰ母线第$n$个元件电流；

$I_{2n}$——Ⅱ母线第$n$个元件电流。

2. Ⅰ母线小差差动和制动电流

Ⅰ母线小差差动和制动电流表达式为

$$I_{d1} = |k_{11}I_{11} + \cdots + k_{1n}I_{1n} + k_1I_1 + k_3I_3| \tag{16-40}$$

$$I_{r1} = |k_{11}I_{11}| + \cdots + |k_{1n}I_{1n}| + |k_1I_1| + |k_3I_3| \tag{16-41}$$

式中　$I_{1n}$——Ⅰ母线第$n$个元件电流；

$k_{1n}$——Ⅰ母线第$n$个元件支路系数；

$I_1$——1母联电流；

$k_1$——1母联支路系数；

$I_3$——分段电流；

$k_3$——分段支路系数。

计算Ⅰ母线差动电流和制动电流时，$k_{11} \cdots k_{1n}$根据对应支路隔离开关位置运行于Ⅰ母线取1，不运行于Ⅰ母线取0。$k_1$根据母联断路器位置运行于合闸位置取1，运行于分闸位置取0。$k_3$根据分段断路器位置运行于合闸位置取1，运行于分闸位置取0。

3. Ⅱ母线小差差动和制动电流

Ⅱ母线小差差动和制动电流表达式为

$$I_{d2}=|k_{21}I_{21}+\cdots+k_{2n}I_{2n}+k_2I_2-k_3I_3| \tag{16-42}$$

$$I_{r2}=|k_{21}I_{21}|+\cdots+|k_{2n}I_{2n}|+|k_2I_2|+|k_3I_3| \tag{16-43}$$

式中　$I_{2n}$——Ⅱ母线第 $n$ 个元件电流；

$k_{2n}$——Ⅱ母线第 $n$ 个元件支路系数；

$I_2$——2 母联电流；

$k_2$——2 母联支路系数；

$I_3$——分段电流；

$k_3$——分段支路系数。

计算Ⅱ母线差动电流和制动电流时，$k_{21}\cdots k_{2n}$ 根据对应支路隔离开关位置运行于Ⅱ母线取 1，不运行于Ⅱ母线取 0。$k_1$ 根据母联断路器位置运行于合闸位置取 1，运行于分闸位置取 0。$k_3$ 根据分段断路器位置运行于合闸位置取 1，运行于分闸位置取 0。

4. Ⅲ母线小差差动和制动电流

Ⅲ母线小差差动和制动电流表达式为

$$I_{d3}=|k_{11}I_{11}+\cdots+k_{1n}I_{1n}+k_{21}I_{21}+\cdots+k_{2n}I_{2n}-k_1I_1-k_2I_2| \tag{16-44}$$

$$I_{r3}=|k_{11}I_{11}|+\cdots+|k_{1n}I_{1n}|+|k_{21}I_{21}|+\cdots+|k_{2n}I_{2n}|+|k_1I_1|+|k_2I_2| \tag{16-45}$$

式中　$I_{1n}$——Ⅰ母线第 $n$ 个元件电流；

$k_{1n}$——Ⅰ母线第 $n$ 个元件支路系数；

$I_{2n}$——Ⅱ母线第 $n$ 个元件电流；

$k_{2n}$——Ⅱ母线第 $n$ 个元件支路系数；

$I_1$——1 母联电流；

$k_1$——1 母联支路系数；

$I_2$——2 母联电流；

$k_2$——2 母联支路系数。

计算Ⅲ母线差动电流和制动电流时，$k_{11}\cdots k_{1n}$ 根据对应支路隔离开关位置运行于Ⅲ母线取 1，不运行于Ⅲ母线取 0。$k_{21}\cdots k_{2n}$ 根据对应支路隔离开关位置运行于Ⅲ母线取 1，不运行于Ⅲ母线取 0。$k_1$ 根据 1 母联断路器位置运行于合闸位置取 1，运行于分闸位置取 0。$k_2$ 根据 2 母联断路器位置运行于合闸位置取 1，运行于分闸位置取 0。

### （三）双母线双分段接线

双母线双分段接线电流示意如图 16-33 所示，母线保护由两套双母线保护装置来完成，每套装置的保护范围如图 16-33 虚线内所示。每套保护的差动回路包括母线大差回路和各段母线小差回路，母线大差是指除母联断路器外所有支路和分段电流所构成的差动回路。母线小差是指该段母线上所连接的所有支路、母联和分段断路器电流所构成的差动回路。

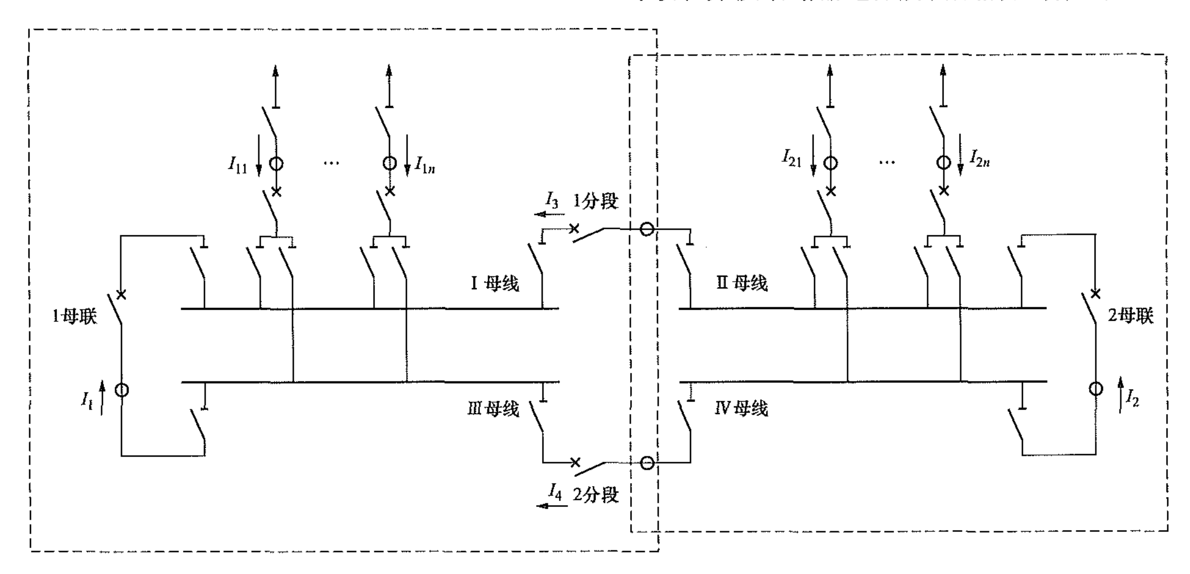



图 16-33　双母线双分段接线电流示意图

## 五、设备选择

国内各保护制造商充分发挥了微机型保护灵活性大的特点，在母线保护功能实现上采用了不同的原理，提供的产品在功能上也体现出了各自的特点。表 16-10 简单汇总了微机型母线保护各功能实现的原理。

表 16-10　微机型母线保护各功能实现的原理

| 产品型号 | PCS-915 | CSC-150 | SG-B750 | BP-2B |
|---|---|---|---|---|
| 启动元件 | 电压工频变化量；<br>差电流 | 无 | 差电流变化量；<br>差电流变化量与和电流变化量比率；<br>差电流；<br>差电流与和电流比率 | 和电流变化量；<br>差电流 |

续表

| 产品型号 | PCS-915 | CSC-150 | SG-B750 | BP-2B |
|---|---|---|---|---|
| 差动元件 | 比率差动；<br>工频变化量比率差动 | 比率差动；<br>虚拟比相式电流变化量 | 电流变化量比率差动；<br>全电流差动 | 复式比率差动；<br>故障分量复式比率差动 |
| 电压闭锁元件 | 线电压低；<br>零序电压越限；<br>负序电压越限 | 相电压低；<br>零序电压越限；<br>负序电压越限 | 相电压低；<br>相电压变化量越限；<br>零序电压越限；<br>负序电压越限 | 线电压低；<br>零序电压越限；<br>负序电压越限 |
| 抗电流互感器饱和 | 自适应阻抗加权；<br>谐波制动 | 同步法 | 差流动态追忆法；<br>轨迹扫描法 | 自适应全波暂态监视器 |
| 电流互感器断线闭锁 | 差电流越限；<br>零序电流越限 | 差电流越限 | 差电流越限 | 差电流越限 |
| 电压互感器断线监视 | 负序电压越限；<br>三相低电压 | 零序电压越限；<br>三相低电压 | 三相低电压 | 线电压低限；<br>零序电压越限；<br>负序电压越限 |

## 第四节　断路器失灵保护

### 一、应用及配置原则

断路器失灵保护用于电力系统发生故障，相关继电保护动作而断路器拒动时，以较短时间跳开与拒动断路器连接的所有电源支路的断路器，达到切除故障的目的，将断路器拒动对电力系统稳定运行的影响限制到最小。在220～1000kV电网及110kV电网的个别重要部分的线路或电力设备的断路器均应配置断路器失灵保护，其具体配置原则如下：

（1）线路或电力设备的后备保护采用近后备方式；

（2）如断路器与电流互感器之间发生故障不能由该回路主保护切除形成保护死区，而由其他相邻线路或变压器的后备保护切除又扩大停电范围，并引起严重后果时；

（3）对220～1000kV分相操作的断路器，可仅考虑断路器单相拒动的情况。

断路器失灵保护的启动应同时满足下列条件：

（1）故障线路或电力设备能瞬时复归的出口继电器动作后不返回；

（2）断路器未断开的判别元件动作后不返回。

用于启动断路器失灵保护的出口继电器，在故障切除后返回时间应不大于30ms。

断路器未断开的判别元件一般应为反应流经本断路器电流的相电流元件，发电机变压器组（以下简称发变组）或变压器支路应采用零序或负序电流元件。判别元件的动作时间和返回时间均应不大于20ms。

### 二、配置方案及逻辑回路设计

对于不同的电气主接线形式，断路器失灵保护的配置方案有所不同。

1. 双母线（单母线）接线

电气主接线形式为双母线（单母线）接线时，应按母线配置一套断路器失灵保护。如采用双母线（单母线）保护与断路器失灵保护一体化设备，可随母线保护双重化配置。

当配置一套断路器失灵保护时，其失灵保护可由断路器辅助保护的失灵启动回路启动，利用断路器辅助保护的相电流元件实现，其逻辑回路如图16-34所示。

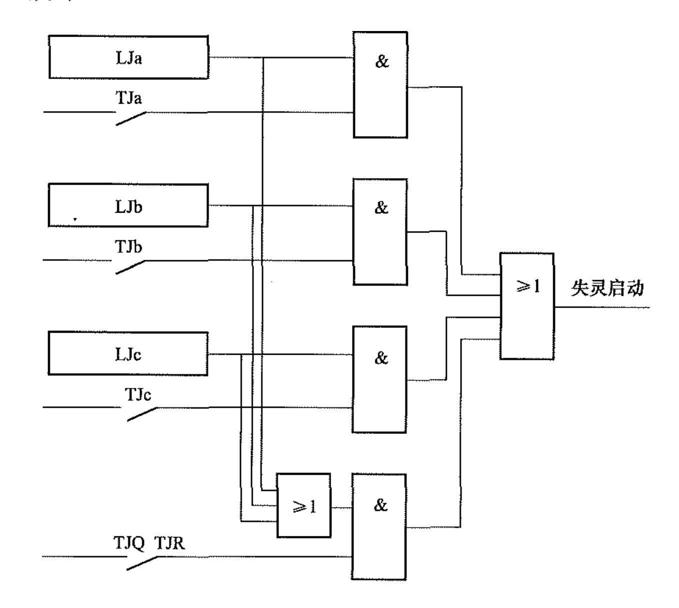



图16-34　失灵启动逻辑回路

LJa、LJb、LJc—用于判别A、B、C分相电流的电流继电器触点；TJa、TJb、TJc—被保护设备的保护装置动作分相跳闸继电器触点；TJQ—被保护设备的保护装置动作三相跳闸继电器触点；TJR—被保护设备的保护装置动作永久跳闸继电器触点

断路器失灵保护应装设复合电压闭锁元件，以防

止继电器误碰或触点粘连而误跳多回线路或变压器。当变压器或发变组支路发生低压侧故障而导致高压侧断路器失灵时，可能会出现失灵保护复合电压闭锁不能开放。为了保证此时断路器失灵保护可靠动作，变压器或发变组保护动作应提供信号，用于断路器失灵保护解除电压闭锁。

断路器失灵保护动作以较短延时跳开母联及分段断路器，以较长延时跳开失灵断路器所在母线上的其他有源支路断路器；也可经一个延时跳开失灵断路器所在母线上的所有有源支路断路器；还可以瞬时再跳失灵断路器一次，再次确认该断路器失灵，经延时跳开失灵断路器所在母线上的所有有源支路断路器。断路器失灵保护逻辑示意如图 16-35 所示。

当采用双母线（单母线）保护与断路器失灵保护一体化设备，其失灵保护启动回路可由断路器失灵保护实现，电流判别利用母线保护的相电流元件，其功能逻辑示意如图 16-36 所示。

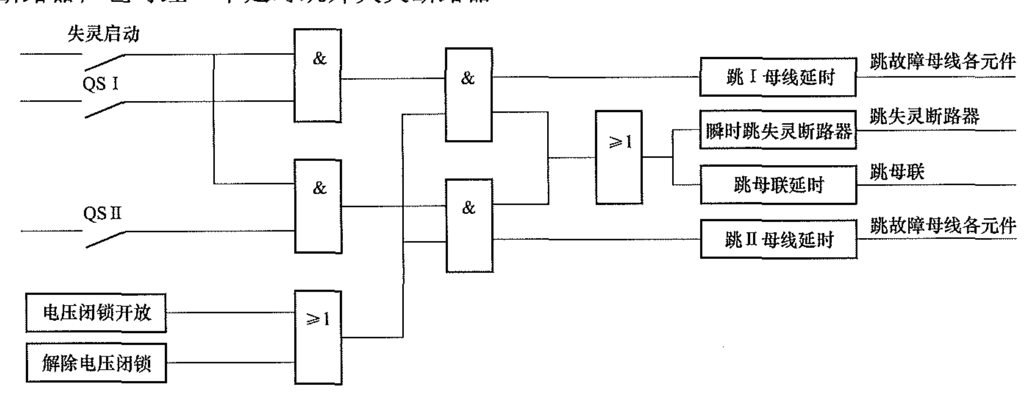



图 16-35　双母线断路器失灵保护逻辑示意图

QS Ⅰ、QS Ⅱ—断路器 Ⅰ 母线、Ⅱ 母线隔离开关辅助触点

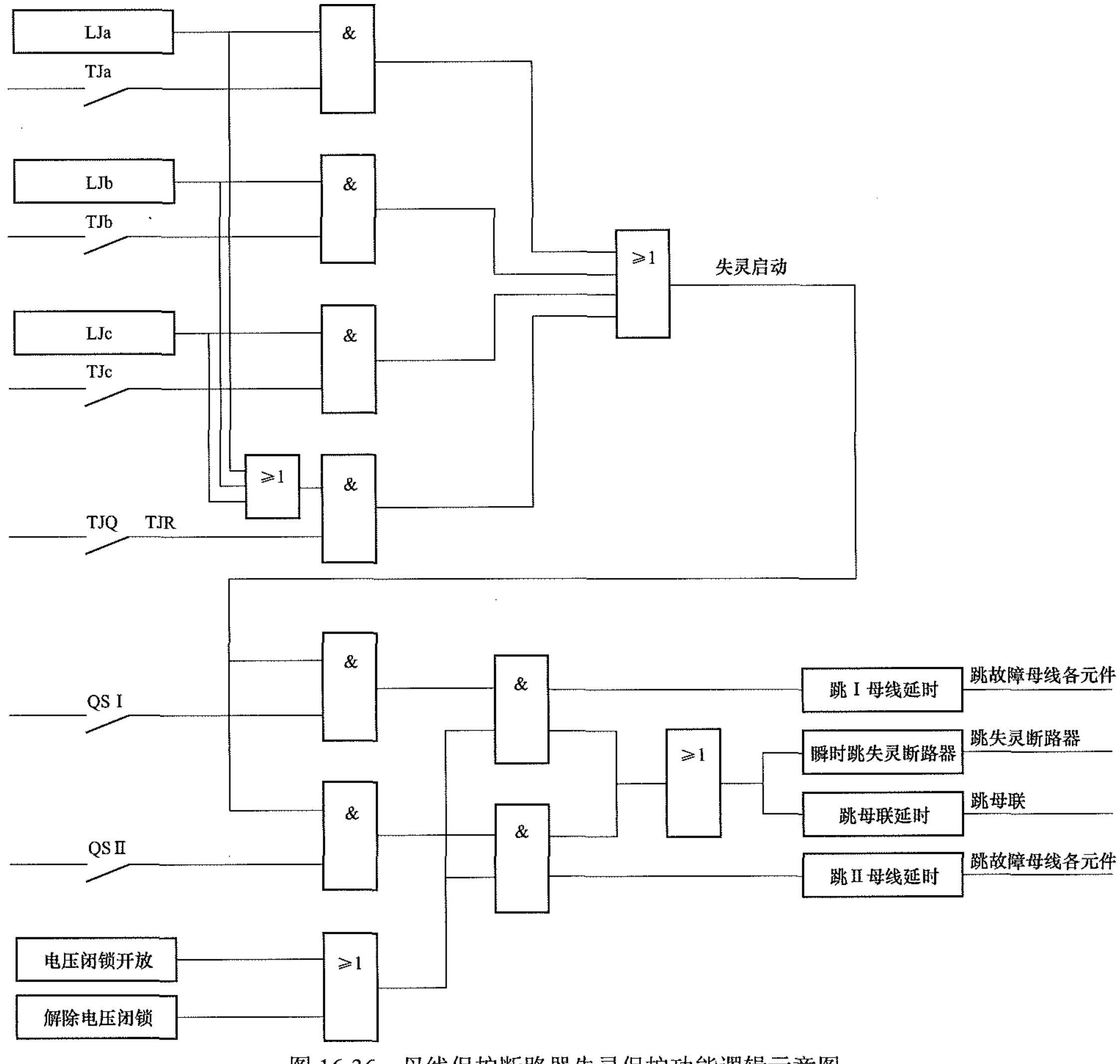



图 16-36　母线保护断路器失灵保护功能逻辑示意图

2. 一个半断路器接线

电气主接线形式为一个半断路器接线时，断路器失灵保护应按断路器单套配置。在智能变电站中，为了满足站内网络及保护设备完全双重化且彼此独立的要求，断路器失灵保护可配置双套。

目前，用于一个半断路器主接线的断路器失灵保护集成于断路器保护装置中，该装置具有判别断路器断开的相电流元件。

对于一个半断路器电气主接线，当因继电器误碰或触点粘连使断路器失灵保护误动时，不会对电网造成大的不利影响，因此，断路器失灵保护不装设复合电压闭锁元件。断路器失灵保护动作将瞬时再跳本断路器一次，延时跳相邻断路器。接有线路的断路器串的中间断路器失灵保护还应向线路对侧发送远方跳闸信号，以快速切除故障。一个半断路器主接线形式断路器失灵保护逻辑回路示意如图 16-37 所示。$TJa_{I,II}$、$TJb_{I,II}$、$TJc_{I,II}$、$TJQ_{I,II}$、$TJR_{I,II}$ 分别为断路器两侧保护装置相应跳闸继电器触点的并联触点。

3. 其他形式接线

双母线带旁路及母联兼旁路电气主接线的断路器失灵保护的配置方案同双母线（单母线）电气主接线的断路器失灵保护的配置方案。

桥形（包括内桥、外桥）及多角形电气主接线的断路器失灵保护的配置方案同一个半断路器电气主接线的断路器失灵保护的配置方案。

4. 组屏方式

双母线（单母线）电气主接线的断路器失灵保护一般采用按双母线配置组屏；一个半断路器电气主接线的断路器失灵保护按断路器配置，包含在断路器保护装置中。

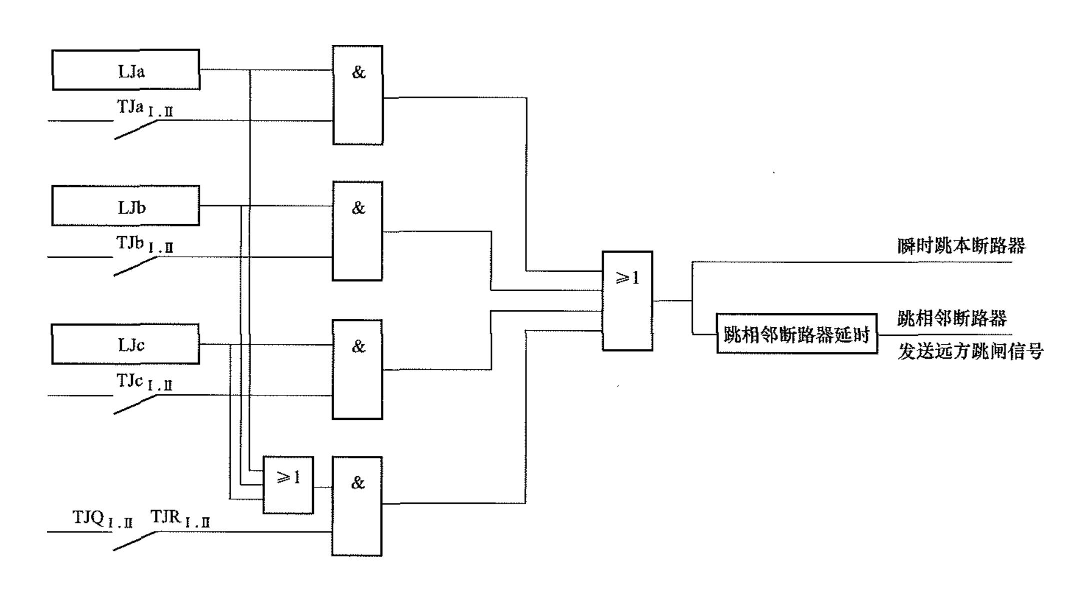



图 16-37　一个半断路器主接线形式断路器失灵保护逻辑回路示意图

## 三、断路器失灵保护的对外配合

1. 交流电流电压

对于双母线（单母线）电气主接线方式，采用母线保护与断路器失灵保护一体化设备时，用于失灵保护启动判别的电流及用于闭锁的母线电压可与母线保护共用。当采用独立断路器失灵保护时，需将母线电压接入失灵保护装置，用于电压闭锁。母线各连接元件失灵启动回路的电流判别由各间隔配置的失灵启动装置实现，各间隔的电流回路不再接入失灵保护装置。

对于按断路器配置的断路器失灵保护，需要接入本断路器的 A、B、C 三相电流，用于判别连接于本断路器元件的保护动作后断路器是否断开。

2. 相关保护装置动作触点接入

动作于本断路器的保护装置的出口触点应接入断路器失灵保护的启动回路，包括线路保护的分相跳闸触点以及断路器操作箱中的三相跳闸触点（TJR、TJQ 继电器触点）。对于线路保护之外的保护装置，如母线保护、变压器电气量保护、短引线保护、收信跳闸等需要启动断路器失灵保护时，其跳闸出口应启动操作箱中的 TJR 继电器，由 TJR 继电器触点间接启动失灵保护。对于变压器、电抗器等元件的非电气量保护，出口不应启动失灵保护。

启动失灵保护的触点应经连接片控制接入。

3. 隔离开关辅助触点接入

对于双母线电气主接线方式，需要将断路器母线隔离开关辅助触点对应接入断路器失灵保护装置（独立装置），并与断路器的电流及失灵启动回路一一对应，以实现断路器倒换母线时，相应启动及跳闸回路自动切换。采用母线保护与断路器失灵保护一体化设

备时，此回路与母线保护共用。

4. 断路器失灵保护动作出口回路

（1）配置单套断路器失灵保护时，对具有双跳闸线圈的相邻断路器应同时动作于两组跳闸回路；配置双套断路器失灵保护时，每套保护分别动作于一组跳闸回路。

（2）断路器失灵保护动作跳开相关线路断路器的同时，应闭锁其重合闸回路。

（3）采用一个半断路器电气主接线方式的断路器失灵保护动作后，需要向连接于本断路器的线路对侧发送远方跳闸信号，以加速线路对侧跳闸隔离故障。通常利用该线路的双套线路保护的远传功能实现远方跳闸信号传输。

## 第五节　自动重合闸

### 一、应用及配置

#### （一）自动重合闸的应用

输电线路是电力系统的重要组成元件，其覆盖范围最广、运行环境复杂、故障概率相对较高。而线路中的主要部分为架空线路，尤其在高压、超高压系统中，由于电缆制造成本高、敷设难度大、运行维护困难等特点，工程中较少采用。统计表明，在架空线路故障中，绝大多数的故障是由雷电等引起的输电线路对地或相间闪络的瞬时性故障，占输电线路全部故障的90%以上。在输电线路发生故障后由保护设备将故障点短时隔离，故障点的绝缘会自行恢复。此时，将断开的线路断路器重新合闸，可恢复线路的正常运行。这对提高系统暂态稳定水平以及供电可靠性，充分发挥输电线路的输送能力，减少停电损失均有十分重要意义。因此，在电力系统中广泛采用自动重合闸装置。

根据不同的系统条件，重合闸方式也有所不同，一般可分为以下三种方式：

（1）单相重合闸。单相故障跳单相，单相重合；相间故障跳三相，不重合。

（2）三相重合闸。任何故障均跳三相，三相重合。

（3）综合重合闸。单相故障跳单相，单相重合；相间故障跳三相，三相重合。

此外，在国内一些地区的高压电网中，虽采用三相重合闸方式，但为防止重合于相间永久故障对电网冲击过大，常常采用单相故障时实现重合、相间故障时不进行重合的重合闸方式。

由于500kV及以上电压等级线路故障对系统冲击较大，容易造成系统稳定破坏，因此国内500kV及以上电压等级线路一般采用单相重合闸。对于110kV及以下系统，一般无分相跳闸的要求，其重合闸方式一般采用三相重合闸。对于220kV和330kV系统，可根据系统实际情况采用不同的重合闸方式。

自动重合闸虽可提高系统暂态稳定水平以及供电可靠性，但一旦重合于永久故障，也会对电网造成再次冲击。因此，重合闸的使用也受到系统及设备条件的制约。例如，对于含有大型机组的电厂出线，当重合于永久故障时，特别是近区三相故障时，将对机组造成再次冲击，对机组的轴系造成疲劳损伤，影响机组的寿命。此时，应停用电厂出线的重合闸或采用适当的重合闸方式，也可在故障切除后，先合系统侧断路器，重合成功后，再合电厂侧断路器，以减少或避免对机组的再次冲击。又如，对于电缆—架空混合线路，在无法区分是电缆段故障还是架空段故障时，不宜采用重合闸。

#### （二）自动重合闸的配置

是否配置重合闸以及选择哪种重合闸方式必须根据系统的具体情况分析后确定。三相重合闸相对简单，凡是选用三相重合闸可以满足系统需求的，应首先选用三相重合闸。由于系统稳定以及负荷供电可靠性要求，在系统发生单相接地故障时，要求保护只切除故障相，其余两相继续运行，重合失败后再切除三相。此时，需选用单相重合闸或综合重合闸。

1. 三相自动重合闸的配置

（1）对于单侧电源线路，一般在电源侧采用三相重合闸，按固定延时合闸，无须检同步及检无压。对于多段线路串联的单侧电源系统，如线路保护采用前加速，为补救电流速断等瞬动保护的无选择性，可采用顺序重合闸，即断开的几段线路自电源侧顺序重合。对于向供电可靠性要求较高的负荷供电的单回单测电源线路，也可采用综合重合闸方式。此时，要求保护设备具有选相跳闸能力，同时断路器具备分相操作能力。

（2）对于双侧电源线路，在进行重合闸时，首先要保证线路两侧断路器均已跳开、故障点电弧熄灭且故障点绝缘强度已恢复后才可进行重合。线路两侧的重合闸应顺序重合。对于先合侧，应采用检线路无压进行重合；对于后合侧，则分为检同步重合闸和不检同步重合闸两种方式。而对于不检同步重合闸，又分为非同步重合闸、解列重合闸及自同步重合闸等。

1）检无压重合闸：用于双侧电源线路先合侧。要求断路器的线路侧装设电压互感器，重合闸装置检测线路无电压后才能进行重合，确保先合侧重合闸在线路两侧断路器均断开后才能重合。

2）检同步重合闸：用于双侧电源线路后合侧。当

在双侧电源线路上没有条件实现不检同步重合闸方式时，应采用检同步重合闸。同步检测可以采用直接检测方法，也可采用间接检测方法。直接检测即直接检测断路器两端电压相角，判断两端系统是否同步；间接检测方法不一，例如可以通过检测平行双回线另一回线路有电流，从而间接判断断路器两端系统是否处于同步状态。又如，当并列运行的发电厂或电力系统间具有四个及以上联系或三个强联系时，可认为两侧系统处于同步状态，可不检同步重合。要实现直接检同步重合闸，要求断路器的母线侧、线路侧均装设电压互感器，重合闸装置检测母线、线路均有电压，并检测两侧电压同步时进行重合。

检同步重合闸与检无压重合闸一般需配合使用。对于双端电源线路，两侧重合闸装置均具备检无压重合及检同步重合功能，并可选择性投入。运行时，在指定的先合侧投入检无压重合功能，另一侧投入检同步重合功能。一般选择重合于永久故障对系统及设备影响较小的一侧作为先合侧。当两侧系统差别不大时，可定期轮换作为先合侧，以使两侧断路器工作条件接近。检无压、检同步重合闸逻辑示意如图16-38所示。

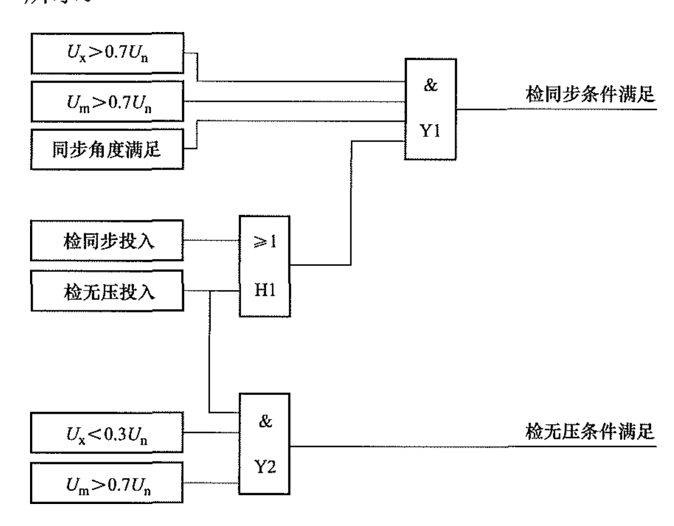



图16-38 检无压、检同步重合闸逻辑示意图

3）非同步重合闸：用于双侧电源线路后合侧。非同步重合闸在合闸时可能对系统以及设备造成较大冲击，在使用中受到严格限制，只有在无法实现其他重合闸方式且有必要时，才考虑采用非同步重合闸。采用非同步重合闸必须满足以下条件：

a．在非同步合闸时，流过发电机、电力变压器的冲击电流未超过制造厂家规定的允许值；

b．在非同步合闸产生的振荡过程中，对重要负荷的影响较小，或可采取措施，减少其影响（例如使电动机在电压恢复后自启动、使同步电动机失步后实现再同步等）；

c．在非同步合闸时，不应引起继电保护装置误动作（例如系统振荡可能引起电流、电压保护和距离保护误动；在非同步合闸过程中，由于断路器三相触头不同时合闸，可能出现短时零序电流，引起零序电流保护Ⅰ段误动）或采取措施，防止继电保护装置误动作。

4）解列重合闸：适用于受端为小电源、两侧电源不能采用非同步重合闸而实现检同步又比较困难的线路上，其接线示意如图16-39所示。

在图16-39中，正常运行时，小电源与系统并列运行。线路发生故障时，系统侧保护动作跳开断路器2，小电源侧保护动作跳开断路器4或5，实现小电源与系统解列。两侧断路器跳开后，系统侧重合闸检查线路无电压重合，重合成功后，由系统侧恢复对部分负荷的供电，然后再在解列点实施小电源并列，恢复正常供电。

5）自同步重合闸：当受电侧为水电站时，可采用自同步重合闸，其接线示意如图16-40所示。在线路发生故障后，系统侧保护跳开线路断路器2，电厂侧保护跳开水电机组断路器4及灭磁开关（而不是线路断路器3），然后系统侧重合闸检测线路无电压重合，重合成功后，水电站侧机组以自同步方式与系统并列。

2．单相及综合自动重合闸的配置

一般在220kV及以上电压等级系统中可考虑采用单相重合闸及综合重合闸，具体采用何种重合闸形式，需根据系统结构及实际运行条件确定，可归纳为以下两点：

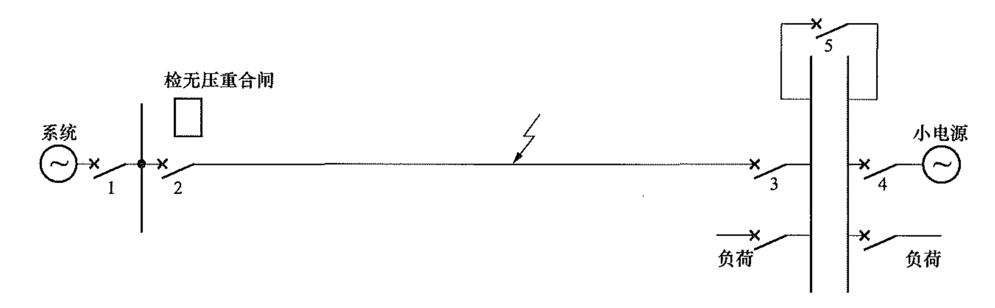



图16-39 解列重合闸接线示意图

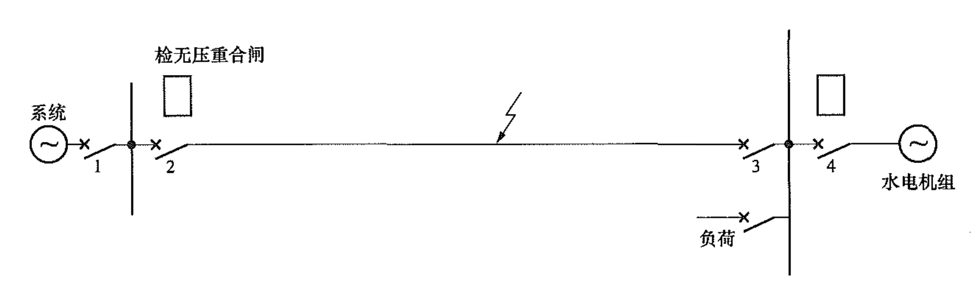



图 16-40　自同步重合闸接线示意图

（1）对不允许使用三相重合闸的线路，可以采用单相重合闸。例如，220kV 及以上电压等级单回联络线或双侧电源之间联系薄弱的线路（包括经第一级电压线路弱联系的电磁环网）；大型发电机组的出线，当严重故障及三相重合闸可能对机组造成损害；由于系统及一次设备条件限制，当采用三相重合闸可能造成系统过电压；在线路发生单相故障时，如果采用三相重合闸不能保持系统稳定而又无控制措施，或使地区造成大面积停电，或影响重要负荷供电。

（2）对允许使用三相重合闸的线路，单相故障时采用单相重合闸对系统或恢复供电效果较好时，可采用综合重合闸方式。例如，对于（1）中所列情况之外的 220kV 线路，可考虑使用综合重合闸。

## 二、逻辑回路设计

### （一）三相一次重合闸装置

1. 对逻辑及接口回路的基本要求

三相一次重合闸是 110kV 及以下电压等级电网广泛应用的重合闸方式，它能简单、可靠地完成规定的重合闸动作，满足系统需求。它的逻辑及接口回路既要适应断路器的性能，又要满足电网对各种三相重合闸方式（检查无压、同步、相邻线路无电流等）的需要。

（1）由运行人员手动断开断路器或手动合闸于故障时，重合闸装置不应动作；当断路器由继电保护装置动作跳开或其他原因跳开（如偷跳）时，重合闸装置应动作，使断路器重新合闸。

（2）重合闸装置既可由保护启动，又可采用控制开关与断路器位置不对应的原则启动。

（3）三相一次重合闸装置在一个动作周期内应只实现一次重合闸，若重合失败，由保护跳开断路器，并不再进行第二次重合。

（4）重合闸装置启动或动作后，应可自动复归，在预定的时间内准备好下一次再动作。

（5）当断路器处于不正常状态（如断路器 $SF_6$ 气体压力低、液压操动机构压力低、弹簧操动机构弹簧未储能等）而不允许进行重合闸时，应采用简单可靠的方法将重合闸闭锁。

（6）重合闸装置应满足保护及断路器操作回路的要求，重合闸装置与保护及断路器操动机构的接口应简单、可靠、协调一致。

2. 逻辑回路

图 16-41 为目前工程中使用的一种数字式三相一次重合闸装置的逻辑回路示意图。

（1）模拟充放电逻辑：在整流型及晶体管型重合闸装置中，采用电容充放电方式实现重合闸的闭锁并保证只实现一次重合。在数字式重合闸中，设置一个时间计数器，模拟电容的充放电，充电完成后，重合闸的重合功能才能实现。在同时满足下列条件时，充电计数器开始计数。

1）重合闸在投入状态（不在停用位置）；

2）断路器在合闸位置；

3）重合闸启动回路不动作；

4）无闭锁重合闸信号开入（如手合、手跳、保护闭锁等）；

5）没有低气压闭锁重合闸开入。

上述条件同时满足 15s 后，充电计数器完成计时，输出“1”，允许重合；充电计数器计时未满时，充电计数器输出“0”不允许重合。重合闸计数器在计数过程中，当上述条件任何一条不满足时，重合闸计数器立刻清零，将重合闸闭锁。图 16-41 中 Y1 的作用是防止保护跳闸引起断路器在跳位误将重合闸闭锁，Y5 的作用是在计数器计数完成后，重合闸启动信号不会将重合闸闭锁。

（2）重合闸启动逻辑：包含保护启动和断路器位置不对应启动两种方式。保护启动重合闸由保护的跳闸触点启动重合闸，要求跳闸触点不保持，在保护返回后立刻返回。重合闸装置检测到保护出口触点返回后开始重合闸计时；传统的断路器位置不对应启动重合闸是将断路器控制把手（KK 把手）合后位置触点与断路器动断辅助触点（跳闸位置闭合触点）串联启动重合闸。由于目前国内普遍采用计算机监控系统的变电站无法提供 KK 把手合后位置触点，因此，各设备厂家生产的重合闸装置普遍采用断路器动断辅助触点（或跳闸位置继电器触点）启动重合闸，要求在二次回路设计时，手动跳闸时要将重合闸放电。

（3）重合闸检定逻辑：包含检无压、检同步、检相邻线路有电流及非同步三种方式，其中检无压方式

分为检线路母线均无压、线路无压母线有压、线路有压母线无压三种情况。各种检定逻辑为“或”的关系。重合闸在检无压方式下，只要检测到线路、母线均有压，即自动转入检同步方式。

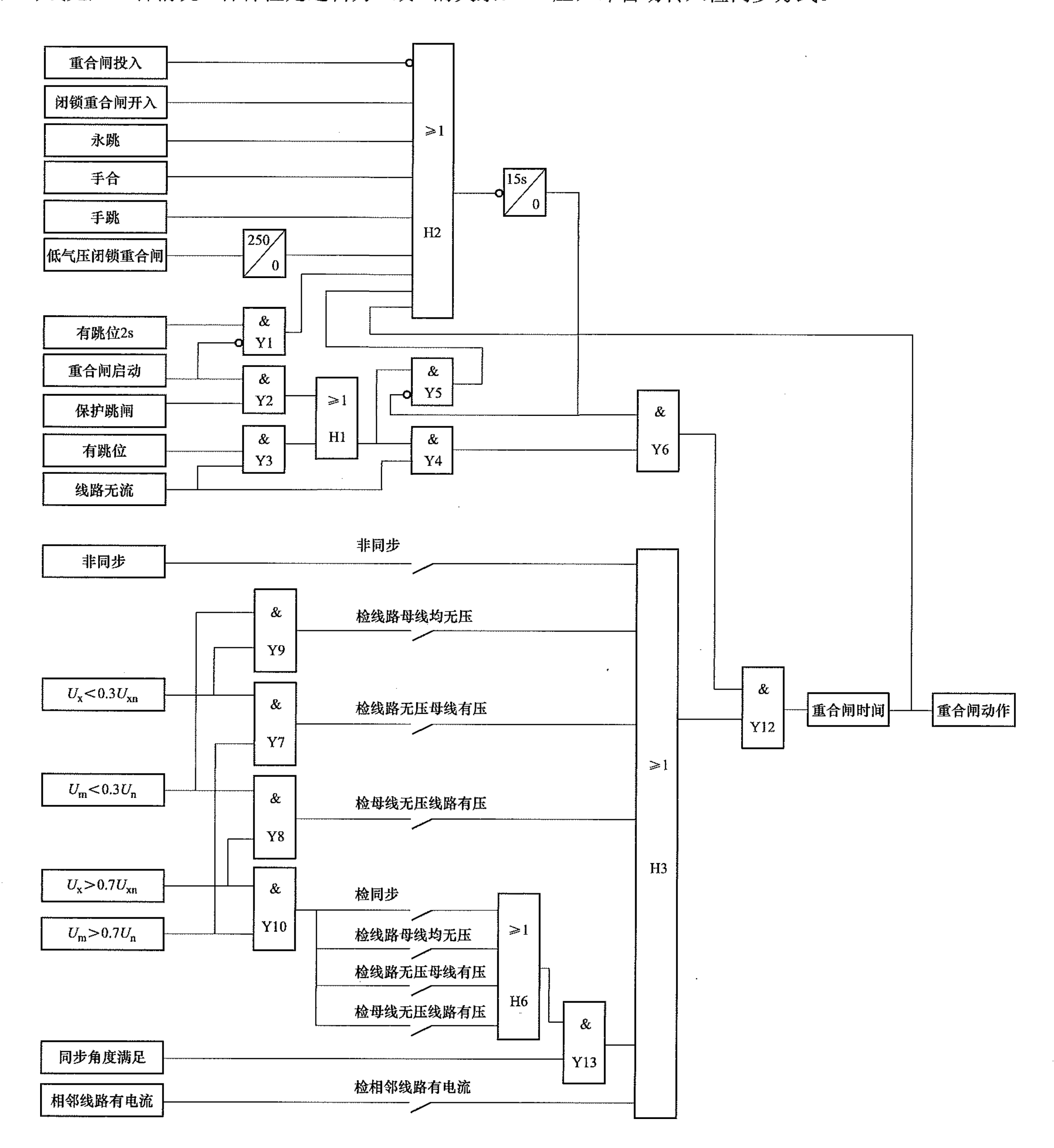



图 16-41　数字式三相一次重合闸装置逻辑回路示意图

（4）重合复归逻辑：重合闸装置发出重合命令后，经固定延时复归（一般为数秒）；重合闸在启动过程中，满足充电计数器清零条件时，立刻复归，不再重合；重合闸启动后，由于检定条件不满足而不能进行重合时，经过一定延时后复归。

（二）综合重合闸装置

综合重合闸是220kV及以上电压等级电网广泛应用的重合闸装置，可根据系统需要，实现单相重合闸、三相重合闸、综合重合闸以及停用重合闸方式。目前，国家电网有限公司系统还要求重合闸装置具有“禁止重合闸”方式（即仅对重合闸放电，禁止重合闸装置合闸出口，不沟通三跳）。

综合重合闸根据使用的系统条件不同，又分为单断路器综合重合闸和双断路器综合重合闸。单断路器综合重合闸用于单母线接线、双母线接线等单断路器接线形式，重合闸功能一般包含在线路保护中；双断

路器综合重合闸用于一个半断路器接线、角形接线、外桥接线等双断路器接线形式，重合闸功能一般包含在断路器保护中。单断路器与双断路器综合重合闸装置逻辑回路有所不同。

1. 单断路器综合重合闸逻辑回路

图 16-42 为目前工程中使用的一种数字式单断路器综合重合闸装置逻辑回路示意图。

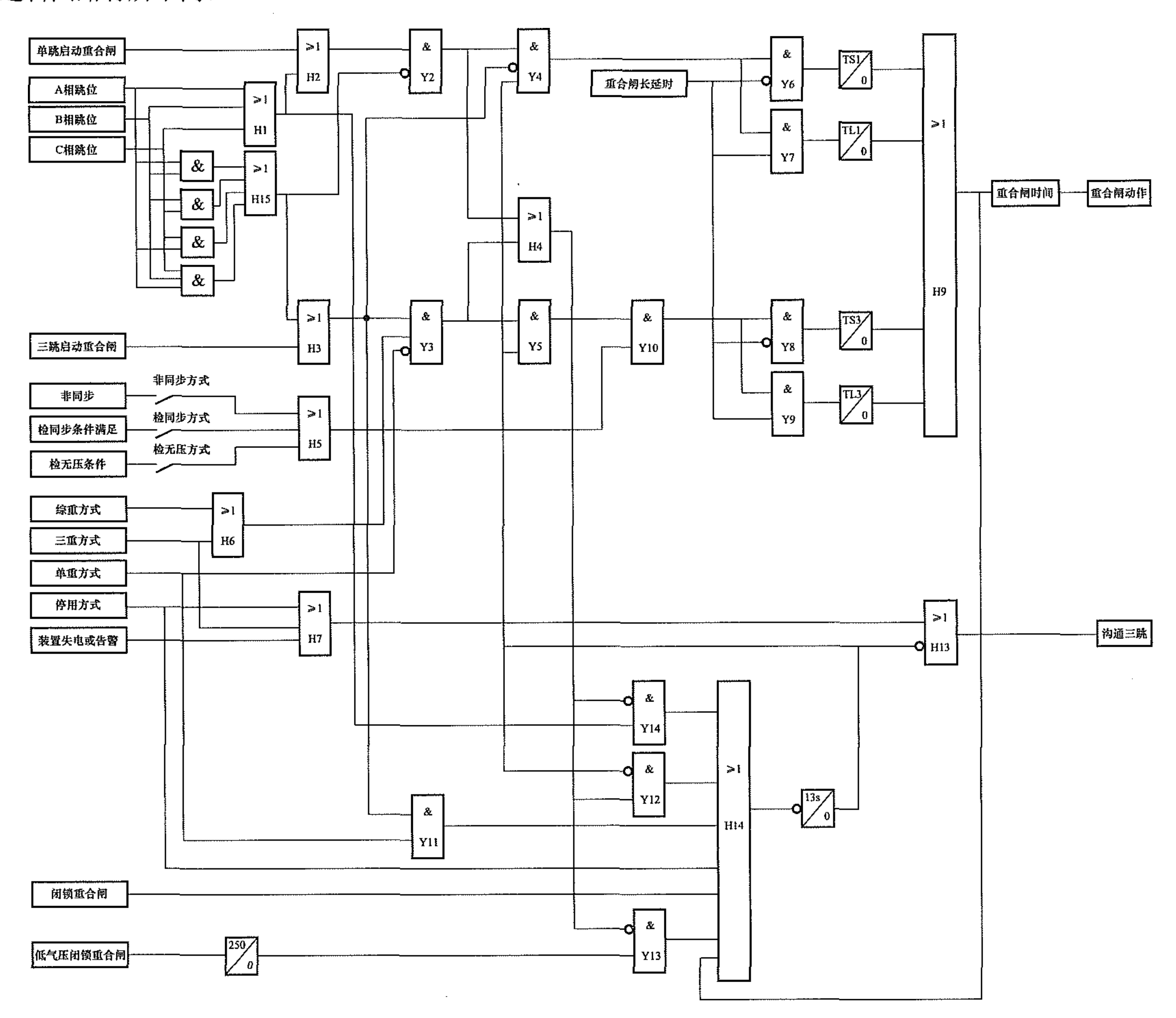



图 16-42　数字式单断路器综合重合闸装置逻辑回路示意图

（1）模拟充放电逻辑：单断路器综合重合闸装置的模拟充电条件与三相重合闸装置相同，此处不再累述。满足以下任一条件时，重合闸计数器清零，模拟重合闸放电：

1）重合闸方式在停用位置；

2）重合闸方式在单重位置，保护动作三跳（有三跳启动开入）或断路器两相及以上断开（TWJa、TWJb、TWJc 分相开入数量大于 1）；

3）收到外部闭锁重合闸开入；

4）重合闸启动前，收到低气压闭锁重合闸开入，延时放电；

5）重合闸启动过程中，跳开相有电流，又有三跳启动重合闸开入；

6）重合闸发出合闸命令后；

7）重合闸充电未满时，有启动重合闸开入（保护启动或位置继电器启动）。

（2）重合闸启动逻辑：包含保护启动和断路器位置不对应启动两种方式。保护启动重合闸由保护的跳闸触点启动重合闸，分为单相跳闸启动重合闸和三相跳闸启动重合闸，要求跳闸触点不保持，在保护返回后立刻返回。重合闸装置检测到保护出口触点返回后开始重合闸计时。如果重合闸在单重计时过程中又收到三相启动重合闸信号，则立刻停止单重计时，并在三相启动重合闸触点返回后启动三重计时；断路器位置不对应启动重合闸逻辑与三相重合闸装置中的逻辑相同，综合重合闸可利用断路器位置启动重合闸，还可判断断路器跳闸状态（单跳还是三跳）。

（3）重合闸检定逻辑：包含检无压、检同步及非同步三种方式，检无压为检线路无压，如检测线路、母线均有压，自动转入检同步重合。

（4）沟通三跳逻辑：重合闸在三重方式、停用方

式或重合闸充电计数器充电未满时（包括重合闸被放电），重合闸装置给出“沟通三跳”信号。沟通三跳信号通过继电器动断触点给出，在重合闸装置因失去工作电源而无法正常工作室，该触点也闭合。对于单断路器，综合重合闸一般随线路保护配置，包含在线路保护装置中。此时，重合闸沟通三跳信号通过装置内部逻辑（软件实现）传送给线路保护，不需要外部连接。

2. 双断路器综合重合闸逻辑回路

图 16-43 为目前工程中使用的一种数字式双断路器综合重合闸装置逻辑回路示意图。

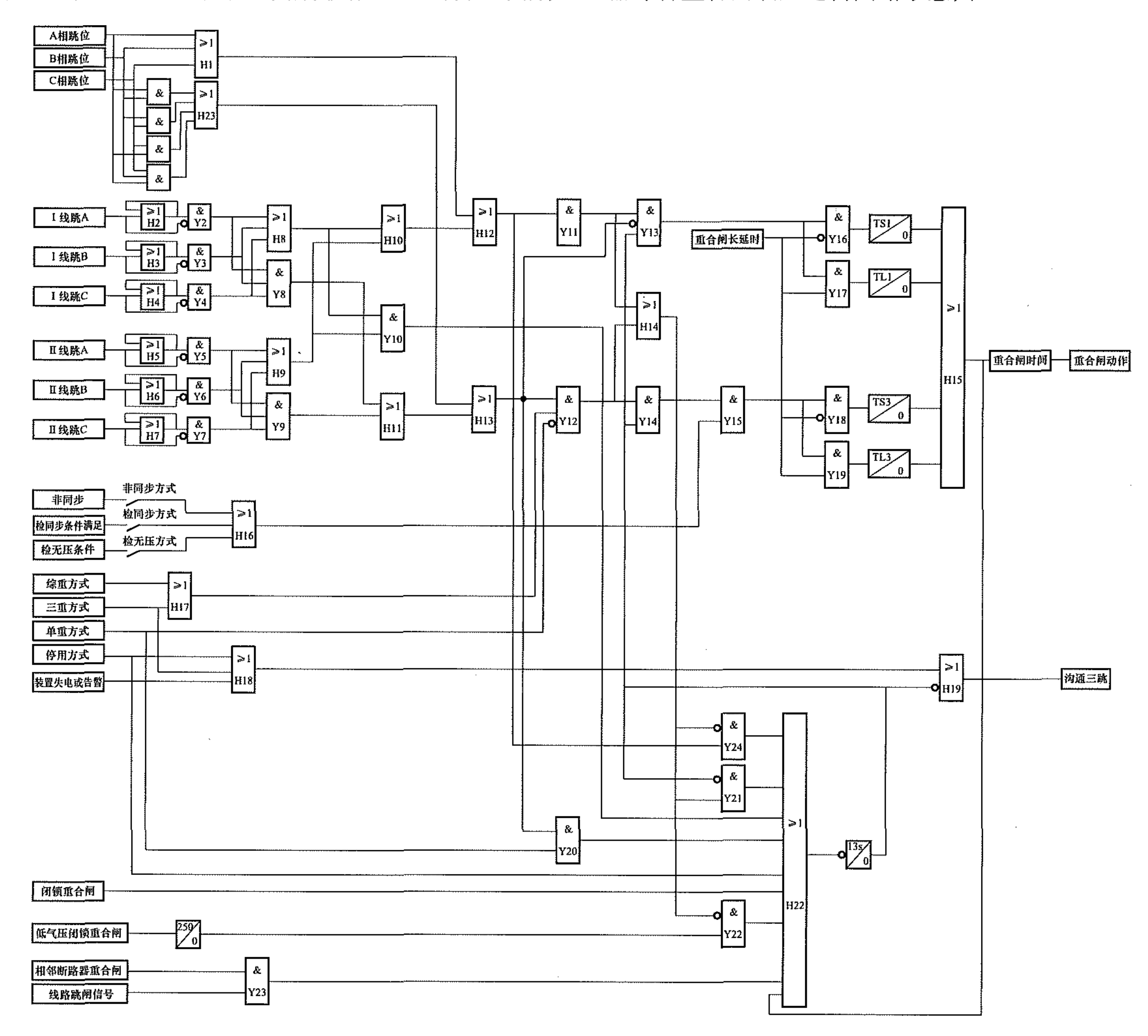



图 16-43　数字式双断路器综合重合闸装置逻辑回路示意图

与单断路器综合重合闸装置相比，双断路器综合重合闸装置除增加了两组断路器重合闸的相互配合的相关逻辑外，其他逻辑回路也有所不同。

（1）先合断路器重合失败闭锁后合断路器逻辑：目前，国内不同的保护生产厂家实现“先合失败闭锁后合”的方法有所不同，归纳起来主要有以下三种方式：

1）由线路保护装置自行判断重合闸后，给出闭锁重合闸信号至重合闸装置（可由保护装置直接给出闭锁重合闸信号，或通过驱动操作箱中 TJR 继电器给出闭锁重合闸信号），重合闸装置接到闭锁重合闸信号后，将重合闸放电，不再进行重合；

2）重合闸装置在启动过程中，检测到相邻断路器重合闸后（通过接收相邻断路器重合闸装置给出的重合闸信号，如 JSJ 继电器触点），又收到任一保护跳闸信号，则闭锁重合闸；

3）重合闸装置在启动一定时间后（如 200ms），又收到任一保护跳闸信号，则闭锁重合闸。

工程中可根据不同的设备条件采取不同的实现方式，目前工程中采用较多的是第一种和第二种实现方式。图 16-43 中 Y23 即是为实现第二种方式而设置的。

（2）双回线路相继故障闭锁公用断路器重合闸逻辑：对于线路—线路公用的断路器（如一个半断路器

接线线路—线路串的中间断路器，外桥接线的桥断路器)，一般情况下，在同一重合闸周期内，当两回线路保护均启动公用断路器重合闸时，应将该重合闸闭锁，不进行重合。图 16-43 中 Y10 即是为实现该功能设置的。

（3）沟通三跳逻辑：对于双断路器综合重合闸装置，一般是按断路器配置，与断路器失灵保护、充电保护以及非全相保护共同包含在断路器保护装置中。此时，沟通三跳功能一般在断路器保护中实现。当重合闸给出沟通三跳信号后，若再收到任何保护跳闸信号，由断路器保护装置发出三相跳闸信号，实现本断路器三相跳闸。对于双断路器综合重合闸装置，当重合闸给出沟通三跳信号时，应只沟通本断路器的三跳回路。

## 三、重合闸的对外配合

1. 重合闸启动回路

对于三相重合闸装置，设有三相启动重合闸输入，对于综合重合闸装置，设有分相启动重合闸输入。线路保护启动重合闸回路由线路保护提供分相或三相跳闸触点接入重合闸装置。为保证可靠重合，要求重合闸装置的重合计时应从故障切除后开始计时，目前国内生产的重合闸装置均以保护跳闸触点返回作为故障切除的判别条件，要求保护装置用于启动重合闸的出口触点应为瞬时返回触点。

断路器位置启动重合闸回路由断路器操作箱或操动机构提供分相（对于综合重合闸）或三相（对于三相重合闸）跳闸位置触点接入重合闸装置。为防止手动跳闸误重合闸，二次回路设计时需保证手动跳闸时闭锁重合闸。目前厂站均采用计算机监控系统，无法提供 KK 控制把手的合后位置的触点。在线路保护调试或投入运行过程中，若重合闸装置先通电、操作箱后通电，可能造成重合闸装置误合闸。为防止出现上述情况，应在运行规程中明确规定不允许上述通电顺序，或在二次回路设计时，有防止出现上述误合闸的措施（如利用操作箱中设置的 HHJ 双位置继电器跳闸及跳后闭合的触点闭锁重合闸）。

2. 重合闸闭锁回路

无论三相重合闸或综合重合闸，均设有外部闭锁重合闸输入。在回路设计时，应将所有需闭锁重合闸的触点并连接入该输入端。对于单断路器重合闸装置，该输入端需接入的触点包括手动合闸、手动跳闸、母差失灵保护跳闸、线路并联电抗器保护跳闸等。当操作箱中设有永跳继电器（TJR 继电器）时，部分跳闸信号可通过启动 TJR 继电器，由 TJR 继电器触点闭锁重合闸；对于双断路器重合闸装置，该输入端需接入的触点包括手动合闸、手动跳闸、断路器失灵保护跳闸、线路并联电抗器保护跳闸、短引线保护跳闸、远方跳闸、母线保护跳闸（适用于母线断路器）、线路保护闭锁重合闸等。当操作箱中设有永跳继电器（TJR 继电器）时，部分跳闸信号可通过启动 TJR 继电器，由 TJR 继电器触点闭锁重合闸。

3. 压力降低闭锁重合闸回路

重合闸装置设置有压力降低闭锁重合闸输入。当断路器操动机构无法完成重合闸操作时，应将重合闸装置闭锁。对于液压操动机构的断路器，该回路应接入断路器操动机构的“压力降低禁止重合闸”触点，对于弹簧操动机构的断路器，该回路应接入“弹簧未储能”触点。压力降低闭锁重合闸信号只有在重合闸启动前出现才起作用，重合闸启动后再出现就不起作用了。这可以防止在重合闸过程中出现液压降低而误闭锁重合闸。

4. 重合闸加速回路

（1）重合闸前加速：重合闸前加速保护主要用于 35kV 以下由发电厂或变电站引出的直配线上，以便快速切除瞬时性故障，保证母线电压质量。重合闸前加速目前在系统中较少采用。

（2）重合闸后加速：重合闸后加速是目前系统中广泛采用的加速保护跳闸的方式。当重合闸发出合闸信号同时，给出重合闸后加速信号，线路保护接收到重合闸后加速信号后，加速后备保护的Ⅱ段或Ⅲ段，达到重合于永久故障快速跳闸的目的。目前国产的数字式线路保护中，对于重合闸的判别完全由线路保护自身根据接入线路保护的断路器位置及线路电流量变化进行判断，不需接收重合闸装置的加速信号。因此，目前国产数字式线路保护一般不设重合闸后加速信号输入端。

# 第六节　其他保护及辅助装置

## 一、母联（分段）保护

当一组母线进行检修后，利用母联（分段）断路器对检修母线进行充电试验，或者利用母联（分段）断路器经一组母线向一回线路充电。需要母联（分段）断路器的过电流保护作为临时保护，当被充电母线或线路上有故障时，由母联（分段）断路器的过电流保护切除故障。

母联（分段）断路器的充电保护既可集成在母线保护中，也可独立配置。充电保护由两段相电流过电流保护和两段零序过电流保护构成，第一段保护动作后瞬时跳闸，第二段保护动作后经延时跳闸。

## 二、短引线保护

一个半断路器接线、多角形接线、桥接线均属于

双断路器接线，当某一元件停运时，一个半断路器串、多角形断路器环、桥断路器继续运行，停运元件的两组断路器及其出口隔离开关间需安装短引线保护。正常运行时短引线保护退出运行，只有元件停运、出口隔离开关断开时才投入运行，否则上述区域将出现保护死区。短引线保护采用差动电流比率制动原理，动作电流是对应两组电流互感器电流和的绝对值，制动电流是对应两个电流互感器电流差的绝对值。保护动作后瞬时跳开对应的两组断路器。

## 三、T区保护

T 区保护主要用作一个半断路器接线方式，保护装置接入一个半断路器两侧及出线电流互感器。T 区保护采用差动电流比率制动原理，当出线隔离开关闭合时为三侧电流差动保护，当线路隔离开关断开时，自动转为两侧电流差动保护。保护动作后瞬时跳开一个半断路器两侧及出线断路器。

## 四、远方跳闸保护

（一）装设条件

1. 线路变压器组

如图 16-44 所示为一种线路变压器组接线示意图，其为节省投资，高压侧未配置断路器。线路供电侧配置的阶段式保护瞬时段按照躲开变压器低压侧母线整定。在变压器发生轻微故障不足以使阶段式保护动作，或者变压器故障发生在瞬时段保护区外至低压侧母线之间，这就需要在变压器保护动作跳开低压侧断路器的同时，向线路供电侧发送远方跳闸信号用以跳开线路供电侧断路器。

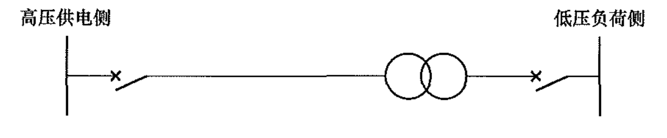



图 16-44　线路变压器组接线示意图

2. 高压并联电抗器

图 16-45 为线路高压并联电抗器接线示意，较长的 330kV 及以上线路为了平衡线路的充电功率，都在线路一端或双端配置高压并联电抗器。由于高压并联电抗器需要随线路的运行而长期投入，只有在线路退出时才允许退出运行，因此，高压并联电抗器普遍未配置专用断路器。在高压并联电抗器故障时，保护动作跳开线路本侧断路器，同时需向线路另一侧发送远方跳闸信号用以跳开线路对侧断路器。

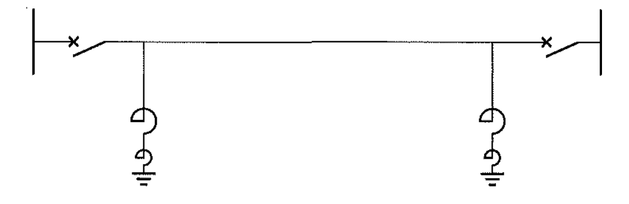


图 16-45　线路高压并联电抗器接线示意图

3. 一个半断路器接线、多角形接线断路器失灵联切相关电源

图 16-46 为一个半断路器接线断路器失灵联切相关电源示意图。当线路①点发生故障，断路器 2 拒动时，除需切除断路器 3 外，还需要向线路对侧发送远方跳闸信号用以跳开线路对侧断路器 4。当母线②点发生故障，断路器 3 拒动时，除需切除断路器 2 外，还需要向线路对侧发送远方跳闸信号用以跳开线路对侧断路器 4。

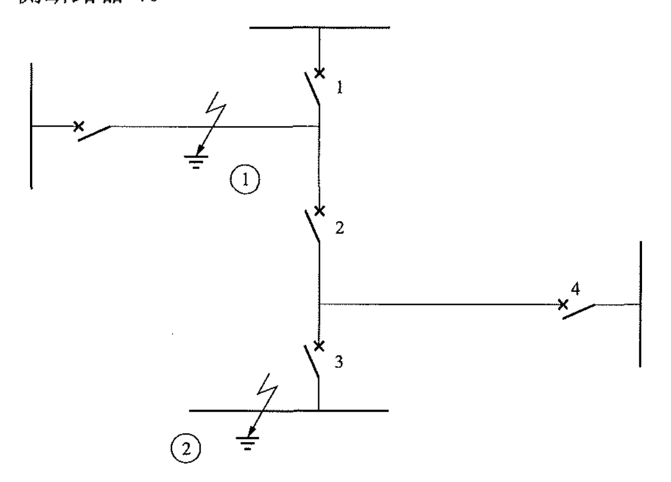



图 16-46　一个半断路器接线断路器失灵联切相关电源示意图

4. 超高压线路过电压要求两侧联锁跳闸

超高压长线路主要用于将远方电厂的大量电能送到主系统，当系统侧断路器因故断开后，电源侧的母线电压将因线路的电容效应而升高。需根据一次系统过电压要求装设过电压保护，当本侧断路器已断开而线路工频过电压仍然超过允许值时，需要向送电端发送远方跳闸信号用以跳开对侧断路器。

5. 线路串联补偿装置本体保护与线路保护联动

如图 16-47 所示，线路串联补偿装置作为线路的一部分，串联补偿本体保护与线路保护联动要求如下：

（1）在串联补偿控制系统向旁路断路器发出合闸命令而旁路断路器拒合时，经一定延时由串联补偿控制保护系统向线路两侧保护装置发出跳线路断路器命令，跳开线路两端断路器，以保护串联补偿设备。

（2）在串联补偿线路发生故障时串联补偿电容未被旁路。首先，由于串联补偿电容残压的存在，使线路断路器断口恢复电压峰值升高，超过相关标准。其次，若线路装有并联电抗器，此时串联补偿电容经高压并联电抗器及故障点组成的回路进行放电，使故障点潜供电流叠加低频衰减电流，衰减缓

慢且过零点减少，使息弧时间延长，加大线路重合闸时间。因此，为限制恢复电压峰值升高和加快潜供电流衰减，在线路内部故障时，由系统保护向串联补偿控制装置发出命令，在线路断路器跳闸同时，触发串联补偿间隙导通，并合闸旁路断路器，旁路串联补偿电容。

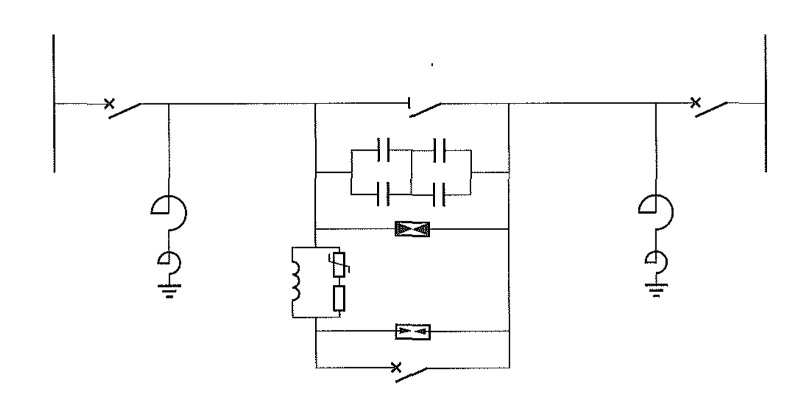


图 16-47　线路串联补偿电容器接线示意图

（二）设计原则

（1）远方跳闸保护优先利用光纤通道传输远方跳闸信号。

（2）远方跳闸保护既可利用纵联保护传输远方跳闸信号，也可配置独立的远方跳闸信号传输装置。

（3）为防止误收远方跳闸信号误切断路器，应配置远方跳闸就地判据，在收到远方跳闸信号且就地判据动作后切除断路器。

（4）220kV 以上电压等级的远方跳闸保护通常按照双重化配置，双套远方跳闸就地判别装置在收到两路远方跳闸信号后，既可采取“一路远方跳闸信号+就地判别”方式跳闸，也可采取“两路远方跳闸信号+就地判别”方式跳闸。

（三）远方跳闸保护逻辑

远方跳闸保护逻辑如图 16-48 所示。

1. 收信工作逻辑

（1）“二取二”方式，指通道一和通道二都收信，认为收信有效。

（2）“二取一”方式，指通道一或通道二任一个通道收信，就认为收信有效。

2. 运行中工作方式判别

（1）两通道均投入运行且都无故障时为“二取二”方式。

（2）当“二取一有判据”或“二取一无判据”方式控制字投入时为“二取一”方式。

（3）两个通道只有一个通道投入运行，另一个因长期收信或有相应的通道故障开入退出时为“二取一”方式。

3. 通道异常判别和处理

（1）任意一个通道故障开入有信号时，则发通道 1 故障或通道 2 故障告警信号，同时闭锁该通道收信。“二取二”方式在此情况下，自动转入“二取一”方式。当通道故障消失后延时 200ms 开放该通道收信。

（2）当任意一个通道持续收信超过 4s，则认为该通道异常，发通道 1 长期收信或通道 2 长期收信告警信号，同时闭锁该通道收信。“二取二”方式在此情况下，自动转入“二取一”方式。当通道收信消失后延时 200ms 开放该通道收信。

4. 远方跳闸就地判据

根据远方跳闸的具体情况选择以下就地判据：

（1）补偿过电压和补偿欠电压，所测量的电压为被补偿线路对端电压，补偿电压可以反映任一相过电压或欠电压动作，也可以反应三相均过电压或欠电压动作。

（2）反应相间电流变化量、零序电流、负序电流、任一相低电流动作。

（3）反应任一相低功率因数、任一相低有功功率动作。

5. 远方跳闸保护动作逻辑

（1）在“二取二”收信方式下，通道一和通道二均收信，且就地判别元件动作，经过二取二+就地判别延时 $t_2$ 出口跳闸。

（2）在“二取二”收信方式下，通道一和通道二均收信，经过二取二延时 $t_4$ 出口跳闸。

（3）在“二取一”收信方式下，通道一或通道二收信，且就地判别元件动作，经过二取一+就地判别延时 $t_1$ 出口跳闸。

（4）在“二取一”收信方式下，通道一或通道二收信，经过二取一延时 $t_3$ 出口跳闸。

（5）电压互感器断线时，将补偿过电压元件、补偿欠电压元件、低功率因数元件及低功率元件退出，并可根据整定的控制字决定是否自动转入“二取一”或“二取二”不经就地判据逻辑。

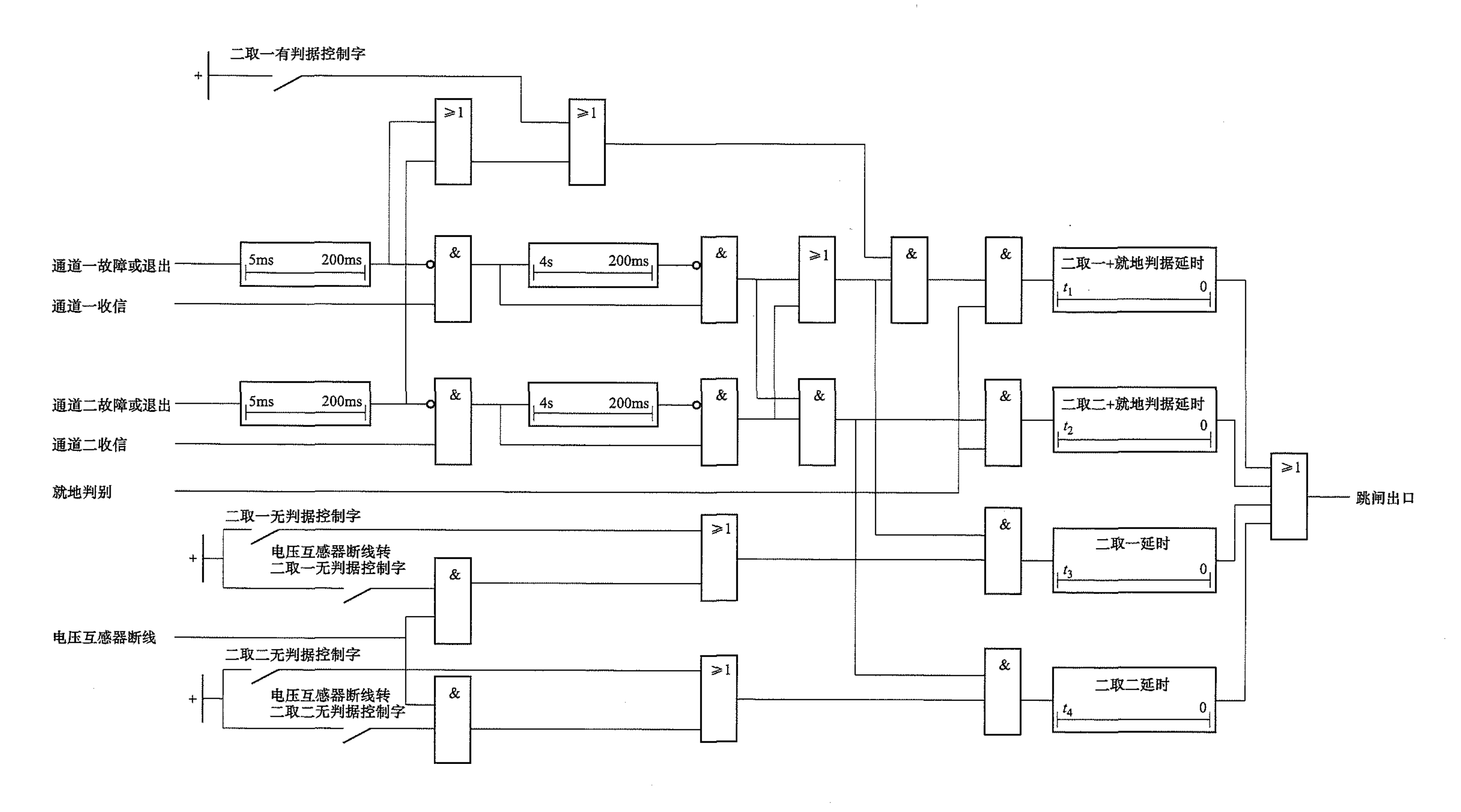



图 16-48　远方跳闸保护逻辑图

## 五、工频过电压保护

（一）设计原则

过电压保护不是限制工频电压升高的基本措施，而且过电压保护的动作是带有延时的，不能反映应瞬时出现的过电压。工程中需根据一次系统过电压要求装设过电压保护，保护的整定值和跳闸方式由一次系统确定。一般的设计原则如下：

（1）对于突然甩负荷引起的工频电压升高，一般允许过电压保护动作。

（2）对于长线路空载末端电容效应引起的工频电压升高超过允许值的厂站，可装设过电压保护。

（3）对于不对称接地短路故障引起的工频电压升高，一般不反应，以保证长线路单相重合闸的使用。

（二）过电压保护逻辑

（1）过电压保护逻辑如图 16-49 所示，当检测到线路本端 A、B、C 相电压 $U_a$、$U_b$、$U_c$ 大于过电压保护定值 $U_{gdy}$ 时，经过电压保护延时 $t$ 跳本端断路器。过电压保护可反应任一相过电压动作，也可反应三相过电压动作，由控制字整定。

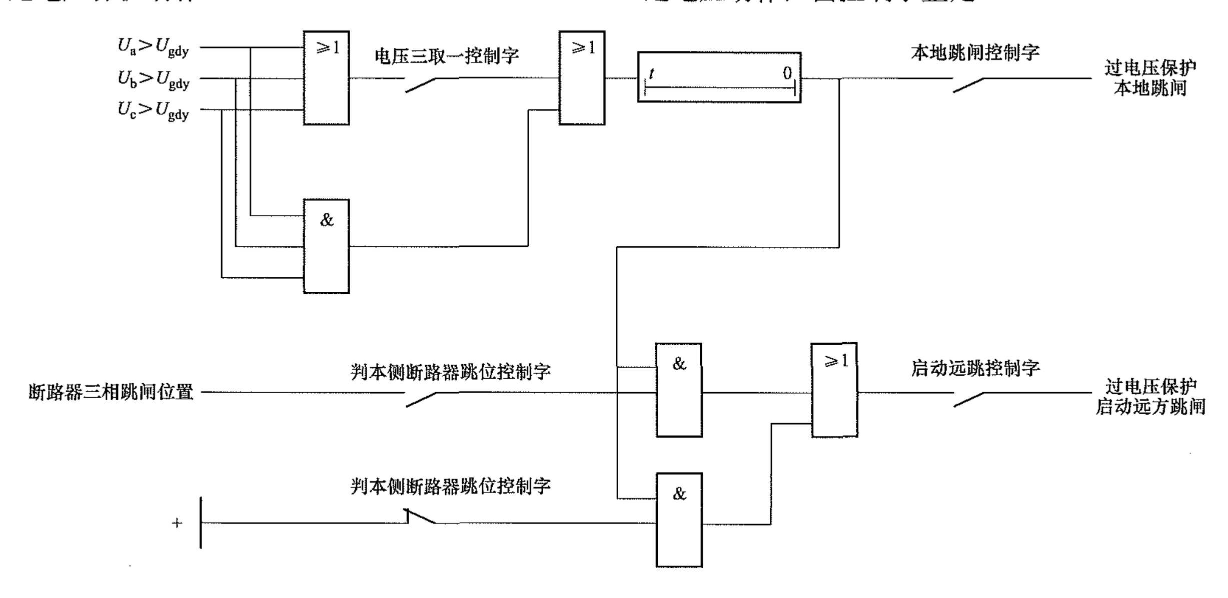



图 16-49　过电压保护逻辑图

（2）如图 16-49 所示，过压启动远跳有以下两种工作方式：

1）经控制字选择过电压保护远跳经本侧断路器跳位闭锁。当本端过电压元件动作经过延时 $t$，本端断路器又处在跳开位置，启动远方跳闸装置向对端发送过电压保护跳闸信号。

2）经控制字选择过电压保护远跳不经本侧断路器跳位闭锁。当本端过电压元件动作经过延时 $t$，则直接启动远方跳闸装置向对端发送过电压保护跳闸信号。

3）过电压跳闸命令发出 80ms 后，若过电压消失且三相电流均小于 $0.1I_n$ 时立即收回跳闸命令。

## 六、电压切换

（一）装设目的

由于双母线接线上各支路可在两组母线间灵活地切换，各支路二次设备具体使用哪一组母线电压需要随各支路切换。因此，各支路配置电压切换装置供测量、计量、保护二次设备使用。

（二）设计接线

电压切换装置可分为双位置继电器电压切换和非保持继电器电压切换两类，双位置继电器电压切换又可分为双位置启动电压切换和单位置启动电压切换。

1. 双位置继电器电压切换

电压切换回路由切换继电器及监视继电器构成。切换继电器为两组双位置继电器，直流电压消失时，交流电压切换继电器磁保持，不会在切换后失去母线电压。监视继电器为两组非保持继电器，当两组隔离开关辅助触点同时断开或直流消失时，监视继电器返回，其动断触点闭合告警；当两组隔离开关辅助触点同时闭合时，监视继电器动作，其动合触点闭合告警。

（1）双位置启动电压切换接线如图 16-50 所示，Ⅰ、Ⅱ母线隔离开关均使用 1 对动合型和 1 付动断型辅助触点。Ⅰ母线隔离开关动合辅助触点和动断辅助触点分别接于正电源和端子 I1D、I2D 之间；Ⅱ母线隔离开关动合和动断型辅助触点分别接于正电源端子 +UD 和端子 II1D、II2D 之间。在隔离开关闭合时，动合辅助触点闭合启动电压切换继电器；在隔离开关断开时，动断辅助触点闭合复归电压切换继电器。Ⅰ母线 A、B、C 相电压分别接于端子 IUDA、IUDB、IUDC，Ⅱ母线 A、B、C 相电压分别接于端子 IIUDC、ⅡUDB、ⅡUDC，切换后母线 A、B、C 相电压分别取自端子

UDA、UDB、UDC。切换继电器同时动作和同时断开两信号分别接于端子UD1、UD2和UD3。

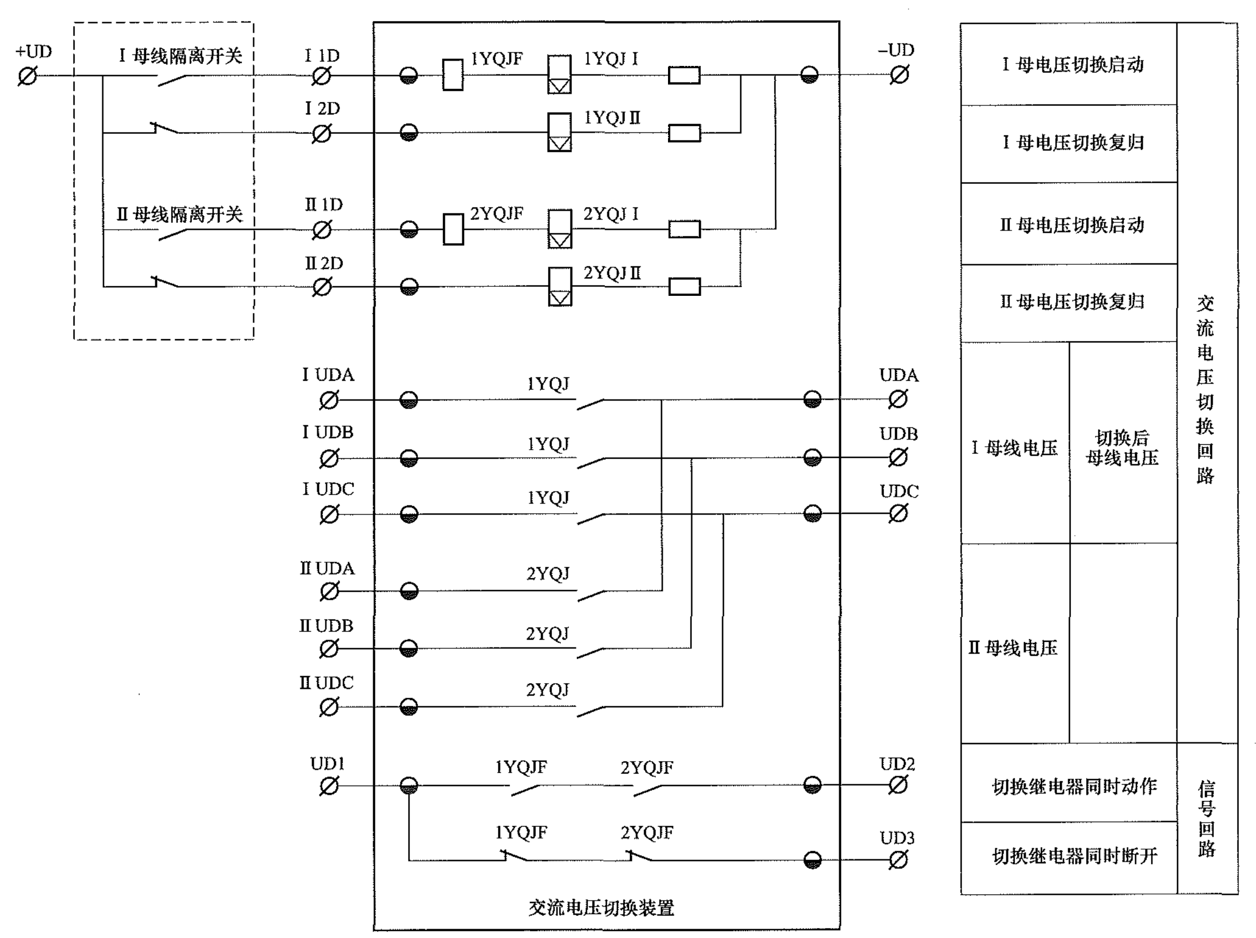



图16-50　双位置启动双位置继电器电压切换接线图

（2）单位置启动双位置继电器电压切换接线如图16-51所示，Ⅰ、Ⅱ母线隔离开关均只使用1对动合辅助触点。Ⅰ母线隔离开关动合辅助触点接于正电源端子+UD和I1D、Ⅱ2D之间，在Ⅰ母线隔离开关闭合时，同时启动Ⅰ母线电压切换继电器和复归Ⅱ母线电压切换继电器。Ⅱ母线隔离开关动合辅助触点接于正电源端子+UD和Ⅱ1D、I2D之间，在Ⅱ母线隔离开关闭合时，同时启动Ⅱ母线电压切换继电器和复归Ⅰ母线电压切换继电器。Ⅰ母线A、B、C相电压分别接于端子IUDA、IUDB、IUDC，Ⅱ母线A、B、C相电压分别接于端子IIUDA、IIUDB、IIUDC，切换后母线A、B、C相电压分别取自端子UDA、UDB、UDC。切换继电器同时动作和同时断开两信号分别接于端子UD1、UD2和UD3。

2. 非保持继电器电压切换

切换继电器为两组非保持继电器，直流电压消失时，交流电压切换回路断开。非保持继电器电压切换接线如图16-52所示，Ⅰ、Ⅱ母线隔离开关均只使用1对动合辅助触点。Ⅰ母线隔离开关动合辅助触点接于正电源端子+UD和I1D之间，在Ⅰ母线隔离开关闭合时，启动Ⅰ母线电压切换继电器。Ⅱ母线隔离开关动合辅助触点接于正电源端子+UD和Ⅱ1D之间，在Ⅱ母线隔离开关闭合时，启动Ⅱ母线电压切换继电器。Ⅰ母线A、B、C相电压分别接于端子IUDA、IUDB、IUDC，Ⅱ母线A、B、C相电压分别接于端子IIUDA、ⅡUDB、IIUDC，切换后母线A、B、C相电压分别取自端子UDA、UDB、UDC。切换继电器同时动作和同时断开两信号分别接于端子UD1、UD2和UD3。

## 七、断路器失灵启动装置

### （一）装设目的

失灵保护启动由故障线路、元件保护的动作触点与断路器失灵判别元件的动作触点串联构成，利用失灵判别元件检测断路器失灵故障的存在。在失灵保护不具备失灵判别元件时，需配置独立的断路器失灵启动装置。

### （二）断路器失灵启动逻辑

1. 线路断路器失灵启动逻辑

线路断路器失灵启动逻辑如图16-53所示，当检测到A、B、C相任一相电流$I_a$、$I_b$、$I_c$大于失灵启动定值$I_{slqd}$时，输出对应相的失灵启动触点，同时输出三相失灵启动触点。为防止失灵启动装置误动作，失灵启动装置电流元件的返回系数在0.95以上。

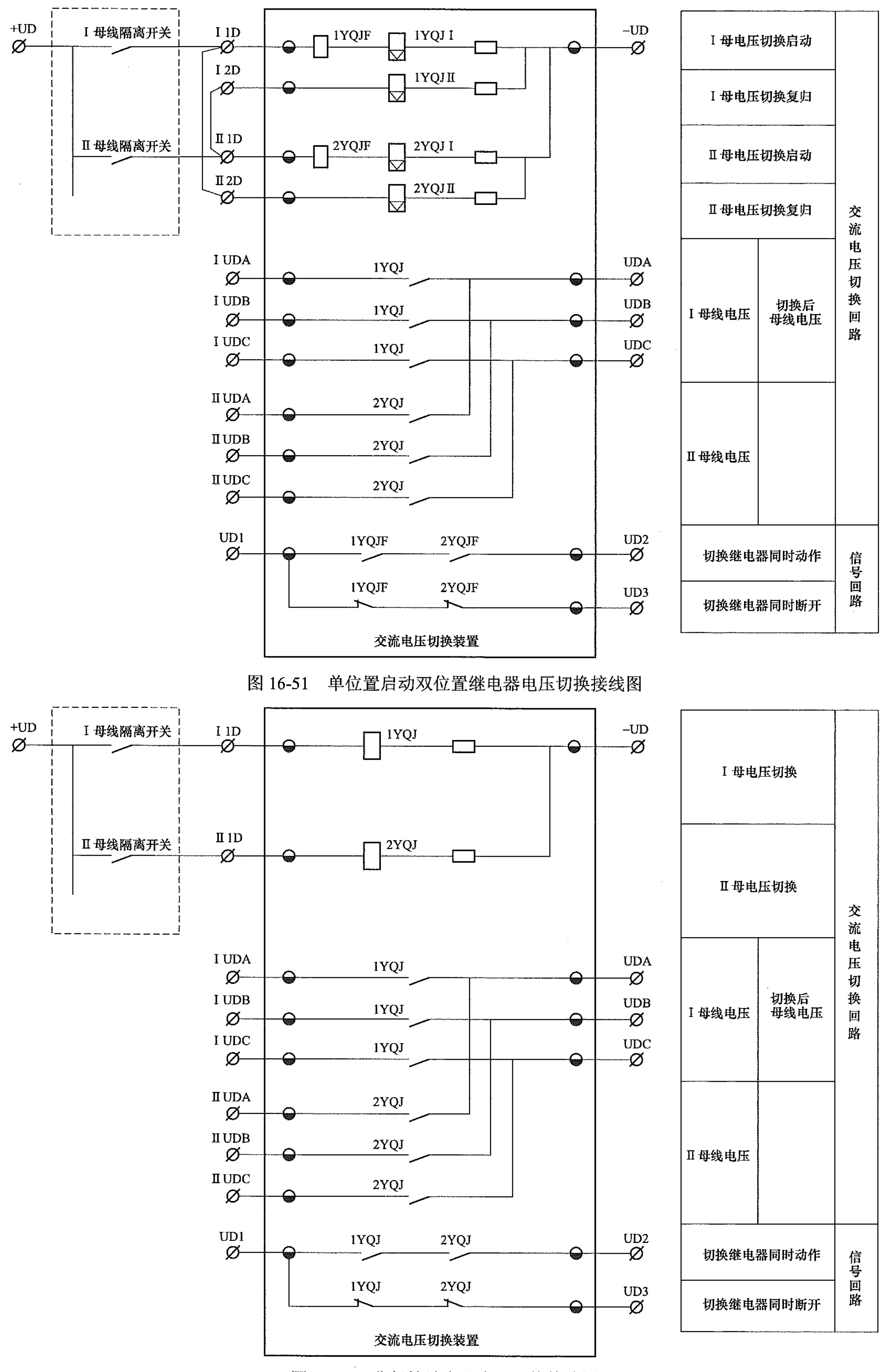



图 16-51　单位置启动双位置继电器电压切换接线图



图 16-52　非保持继电器电压切换接线图

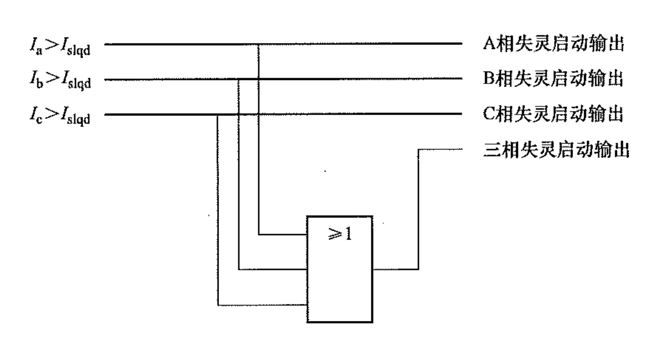



图 16-53 线路断路器失灵启动逻辑图

2. 变压器或发变组断路器失灵启动逻辑

为解决变压器或发变组断路器失灵保护因灵敏度不足而不能投运的问题，在电流判据方面，除采用相电流判据外，还增加了零序电流和负序电流判据。为保证安全性，变压器或发变组保护动作后，增加了断路器合闸位置、三相位置不一致判据。变压器或发变组断路器失灵启动逻辑如图 16-54 所示。

（1）相电流动作启动断路器失灵。同时满足 A、B、C 任一相电流 $I_a$、$I_b$、$I_c$ 大于失灵启动定值 $I_{slqd}$、变压器或发变组保护动作、断路器合闸位置、断路器三相位置不一致 4 个条件，经第一时限 $t_1$ 动作解除失灵保护复合电压闭锁，经第二时限 $t_2$ 动作启动失灵保护。

失灵启动经断路器位置三相不一致闭锁控制字
断路器位置三相不一致
失灵启动经断路器合闸位置闭锁控制字
断路器合闸位置
失灵启动经变压器或发变组保护闭锁控制字
变压器或发变组保护动作
$I_a > I_{slqd}$
$I_b > I_{slqd}$
$I_c > I_{slqd}$
失灵零序电流投入控制字
$I_0 > I_{0slqd}$
失灵负序电流投入控制字
$I_2 > I_{2slqd}$
失灵启动投入控制字
失灵启动第一时限 $t_1$ 0
解除失灵保护复合电压闭锁
失灵启动第二时限 $t_2$ 0
启动失灵保护

图 16-54 变压器或发变组断路器失灵启动逻辑图

（2）零序电流动作启动断路器失灵。同时满足零序电流 $I_0$ 大于失灵启动定值 $I_{0slqd}$、变压器或发变组保护动作、断路器合闸位置、断路器三相位置不一致 4 个条件，经第一时限 $t_1$ 动作解除失灵保护复合电压闭锁，经第二时限 $t_2$ 动作启动失灵保护。

（3）负序电流动作启动断路器失灵。同时满足负序电流 $I_2$ 大于失灵启动定值 $I_{2slqd}$、变压器或发变组保护动作、断路器合闸位置、断路器三相位置不一致 4 个条件，经第一时限 $t_1$ 动作解除失灵保护复合电压闭锁，经第二时限 $t_2$ 动作启动失灵保护。

## 八、操作箱

### （一）操作箱分类

（1）按照断路器操动机构类型可分为三相操作箱和分相操作箱，分别适用于三相操动机构的断路器和分相操动机构的断路器。

（2）按照断路器跳闸线圈数量可分为单跳闸线圈操作箱和双跳闸线圈操作箱，分别适用于单跳闸线圈的断路器和双跳闸线圈的断路器。

（3）按照电气一次主接线型式可分为单断路器接线操作箱和双断路器接线操作箱，单断路器接线操作箱适用于单母线、双母线等主接线形式中的断路器，双断路器接线操作箱适用于一个半断路器接线、多角形接线、桥接线中的断路器。

### （二）操作箱设计接线

按照断路器操作箱分类及适用范围，分相双跳闸线圈操作箱的设计接线最为复杂，因此，以分相双跳闸线圈操作箱为例对操作箱设计接线加以说明，三相或单跳闸线圈操作箱可参考进行设计接线。分相双跳闸线圈操作箱可分为重合闸及手动跳合闸回路、三相跳闸回路、分相合闸回路、分相跳闸回路、跳合闸信号回路与直流电源监视、压力闭锁回路、输出触点、中央信号等八个部分。

1. 重合闸及手动跳合闸回路

重合闸及手动跳合闸回路设计接线如图 16-55 所示，重合闸及手动跳合闸回路使用第一组直流电源。

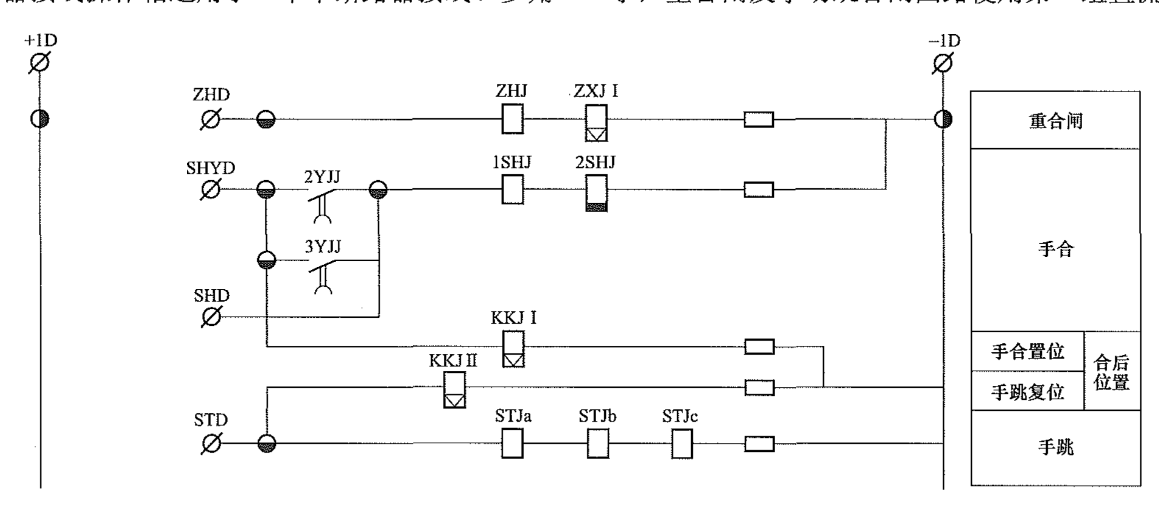



图 16-55 重合闸及手动合闸回路图

（1）重合闸回路。重合闸回路使用第一组直流电源，当重合闸装置输出的合闸触点闭合时，通过端子+1D、ZHD 启动继电器 ZHJ、ZXJ。ZHJ 为重合闸重动继电器，动作后有三对动合触点闭合分别接入 A、B、C 三个分相合闸回路，启动断路器的合闸线圈。ZXJ 为机械保持继电器，动作后启动信号回路，当按下复归按钮时，机械保持继电器复归线圈励磁，重合闸信号复归。

（2）手动合闸回路。手动合闸回路使用第一组直流电源，当手动合闸触点闭合时，通过端子+1D、SHYD、SHD 启动继电器 1SHJ、2SHJ 以及机械保持继电器 KKJ 动作线圈。1SHJ 动作后，其三对动合触点分别启动 A、B、C 三个分相合闸回路。继电器 2SHJ 动作后，其延时断开触点送给重合闸作为手合放电用途。手动合闸回路受断路器压力降低回路控制，若压力降低禁止合闸时，2YJJ 和 3YJJ 触点断开，此时禁止手动合闸。

（3）手动跳闸回路。手动跳闸回路使用第一组直流电源，当手动跳闸触点闭合时，通过端子+1D、STD 启动继电器 STJa、STJb、STJc 以及机械保持继电器 KKJ 的复归线圈。继电器 STJa、STJb、STJc 触点分别启动两组跳闸回路，KKJ 给出手跳闭合触点闭锁重合闸。

2. 三相跳闸回路

三相跳闸回路设计接线如图 16-56 所示，第一组三相跳闸回路使用第一组直流电源，第二组三相跳闸回路使用第二组直流电源。

（1）三跳启动重合闸、启动失灵。第一组三跳启动重合闸、启动失灵保护动作触点通过端子+1D、Q1D 启动继电器 11TJQ，继电器 11TJQ 动作后去启动第一组分相跳闸回路。第二组三跳启动重合闸、启动失灵保护动作触点通过端子+2D、Q2D 端子启动继电器 21TJQ，继电器 21TJQ 动作后去启动第二组分相跳闸回路。

（2）三跳不启动重合闸、启动失灵。第一组三跳不启动重合闸、启动失灵保护动作触点通过端子+1D、R1D 启动继电器 11TJR，继电器 11TJR 动作后去启动第一组分相跳闸回路。第二组三跳不启动重合闸、启动失灵保护动作触点通过端子+2D、R2D 启动继电器 21TJR，继电器 21TJR 动作后去启动第二组分相跳闸回路。

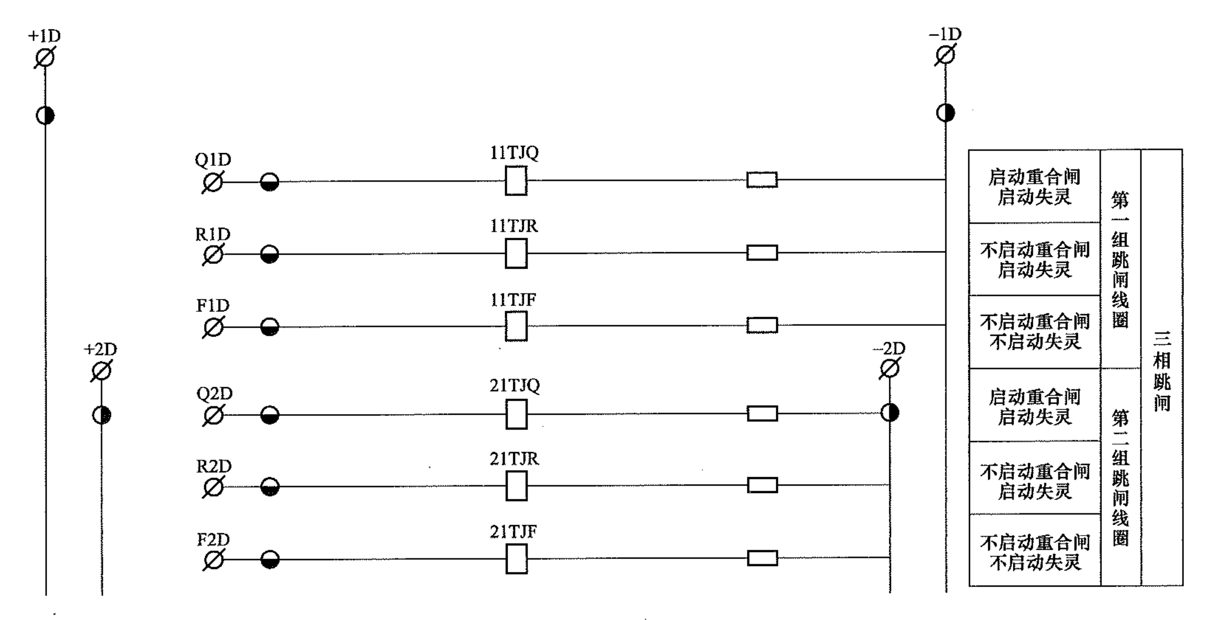



图 16-56　三相跳闸回路图

（3）三跳不启动重合闸、不启动失灵。第一组三跳不启动重合闸、不启动失灵保护动作触点通过端子+1D、F1D 启动继电器 11TJF，继电器 11TJF 动作后去启动第一组分相跳闸回路。第二组三跳不启动重合闸、不启动失灵保护动作触点通过端子+2D、F2D 启动继电器 21TJF，继电器 21TJF 动作后去启动第二组分相跳闸回路。

3. 分相跳闸回路

第一组和第二组分相跳闸回路分别如图 16-57 和图 16-58 所示，第一组分相跳闸回路使用第一组直流电源，第二组分相跳闸回路使用第二组直流电源。

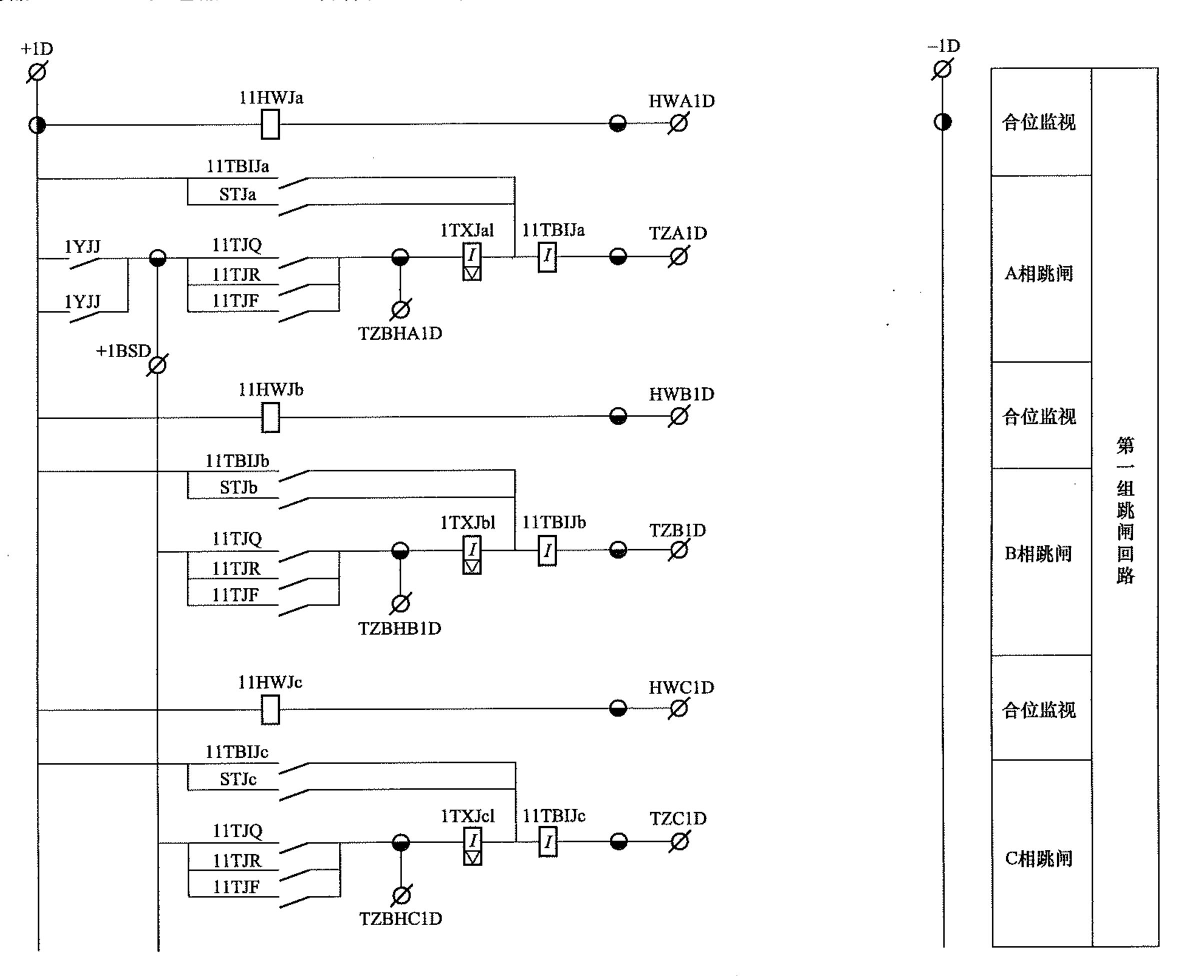



图 16-57　第一组分相跳闸回路图

（1）合位监视。当断路器处于合闸位置时，断路器动合辅助触点闭合，第一组跳闸回路的合闸位置继电器 11HWJa、11HWJb、11HWJc 和第二组跳闸回路的合闸位置继电器 21HWJa、21HWJb、21HWJc 动作，输出触点到保护及有关信号回路。

（2）跳闸回路。断路器处于合闸位置时，断路器动合辅助触点闭合，保护分相跳闸触点动作，跳闸回路接通，第一组跳闸回路继电器 11TBIJa、11TBIJb、11TBIJc 和第二组跳闸回路继电器 21TBIJa、21TBIJb、21TBIJc 动作并实现自保持，直到断路器跳开，辅助触点断开解除自保持。继电器 11TBIJa、11TBIJb、11TBIJc 和继电器 21TBIJa、21TBIJb、21TBIJc 动作后触点同时输出给防跳回路。

4. 分相合闸回路

分相合闸回路接线示意如图 16-59 所示，分相合闸回路使用第一组直流电源。

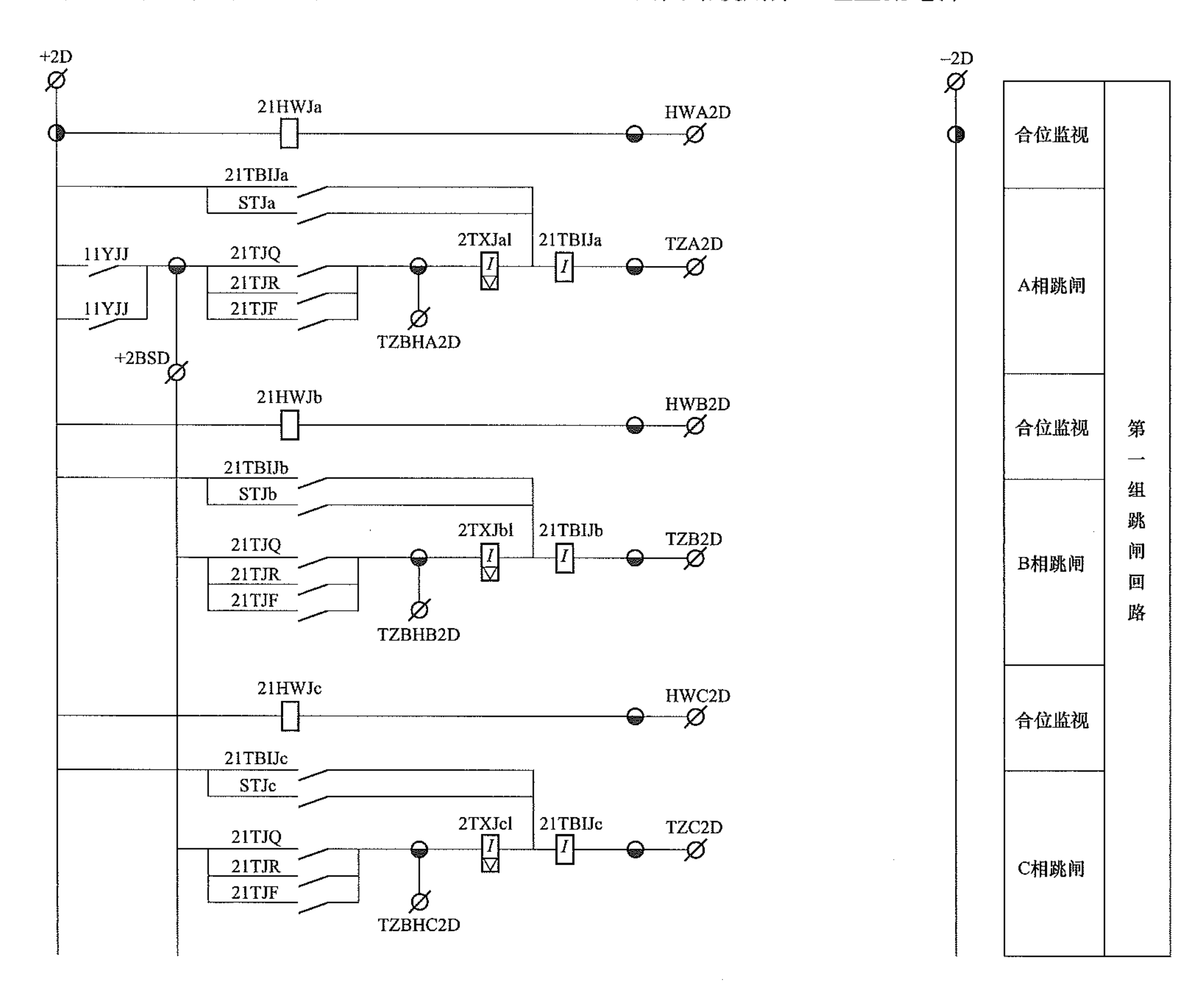



图 16-58　第二组分相跳闸回路图

（1）跳位监视。当断路器处于跳闸位置时，断路器动断辅助触点闭合，跳闸位置继电器 1TWJa、1TWJb、1TWJc 动作，送出触点给保护和信号回路。

（2）合闸回路。当断路器手合或自动重合时，继电器 SHJa、SHJb、SHJc 动作并自保持，直到断路器合上辅助触点、断开自保持回路。

（3）防跳回路。当手合或重合到故障线路上而且合闸脉冲又较长时，为防止断路器跳开后又多次合闸，设置防跳回路。当手合或重合到故障断路器跳闸时，串接于第一组跳闸回路继电器 11TBIJa、11TBIJb、11TBIJc 和串接于第二组跳闸回路继电器 21TBIJa、21TBIJb、21TBIJc 动作，继电器 11TBIJa、11TBIJb、11TBIJc 和继电器 21TBIJa、21TBIJb、21TBIJc 动作后启动继电器 1TBUJa、1TBUJb、1TBUJc，继电器 1TBUJa、1TBUJb、1TBUJc 动作后启动继电器 2TBUJa、2TBUJb、2TBUJc，2TBUJa、2TBUJb、2TBUJc 在合闸脉冲存在情况下自保持，继电器 1TBUJa、1TBUJb、1TBUJc 和 2TBUJa、2TBUJb、2TBUJc 串入合闸回路的动断触点断开，避免断路器多次跳合。

为防止断路器压力触点出现抖动，造成防跳回路失效，继电器 2TBUJa、2TBUJb、2TBUJc 的各一对触点与继电器 1YJJ 触点并联，以确保断路器不会多次合闸。

若不使用操作箱防跳回路，则分别短接端子 HZAD 与 HZFTAD、端子 HZBD 与 HZFTBD、端子

HZCD 与 HZFTCD。

5. 跳合闸信号与直流电源监视回路

（1）重合闸信号。重合闸及手动合闸回路如图 16-55 所示，当自动重合闸时，机械保持继电器 ZXJ 的动作线圈励磁，继电器的一对动合触点闭合发出重合闸信号。信号复归回路如图 16-60 所示，当按下复归按钮 FA 时，机械保持继电器 ZXJ 的复归线圈励磁，重合闸信号复归。

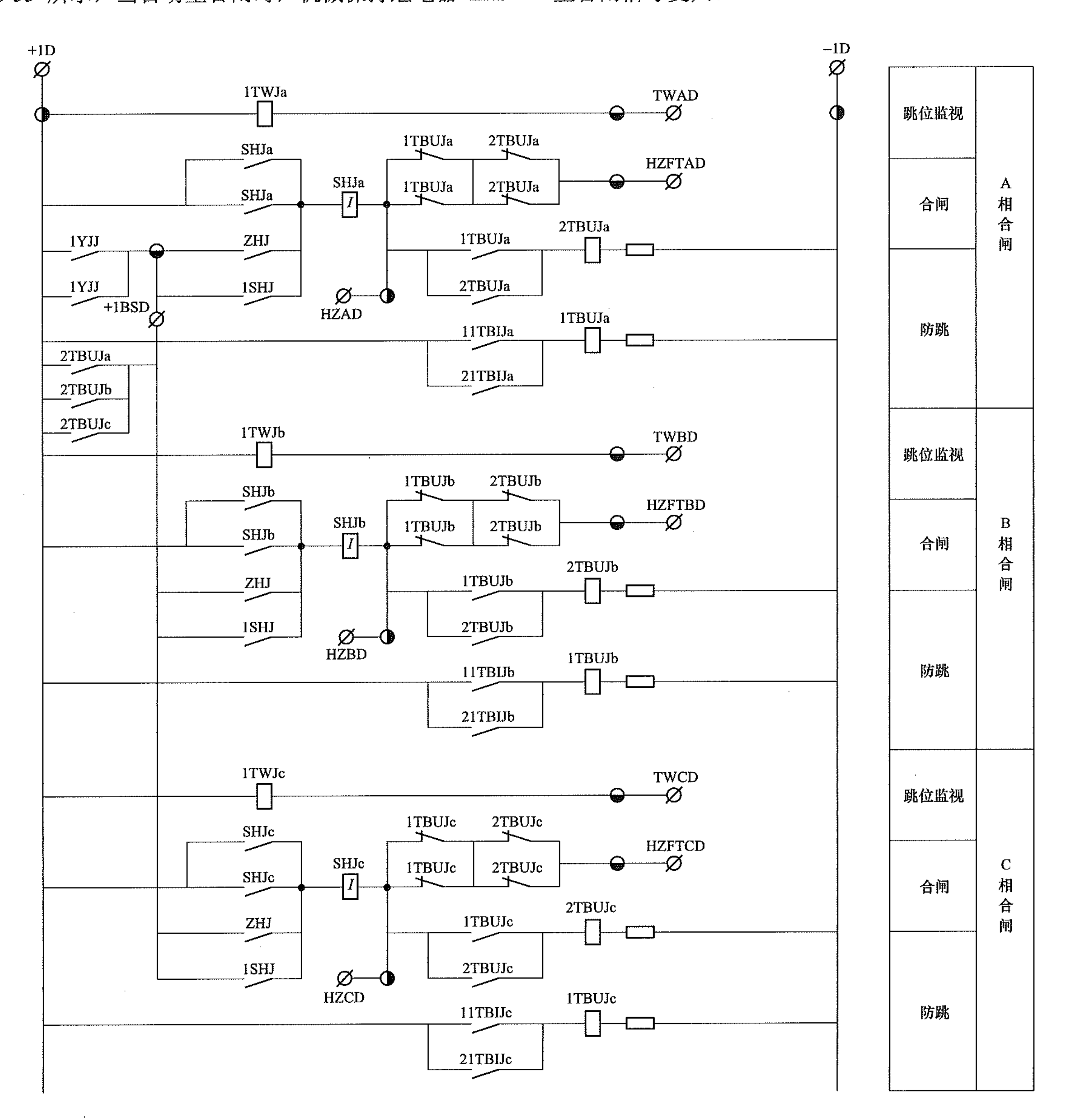



图 16-59 分相合闸回路接线示意图

（2）跳闸信号。第一组分相跳闸回路如图 16-57 所示，当保护跳闸启动第一组分相跳闸回路时，机械保持继电器 1TXJa、1TXJb、1TXJc 的动作线圈励磁，继电器的各一对动合触点闭合发出分相跳闸信号。信号复归回路如图 16-60 所示，当按下复归按钮 FA 时，机械保持继电器 1TXJa、1TXJb、1TXJc 的复归线圈励磁，分相跳闸信号复归。第二组分相跳闸回路如图 16-58 所示，当保护跳闸启动第二组分相跳闸回路时，机械保持继电器 2TXJa、2TXJb、2TXJc 的动作线圈励磁，继电器的各一对动合触点闭合发出分相跳闸信号。信号复归回路如图 16-60 所示，当按下复归按钮 FA 时，机械保持继电器 2TXJa、2TXJb、2TXJc 的复归线圈励磁，分相跳闸信号复归。

（3）直流电源监视。直流电源监视回路如图 16-60 所示，两组分相跳闸回路具有独立的直流电源，并设

有直流电源监视回路，当任意一组直流消失即可通过 11JJ 和 21JJ 报警。

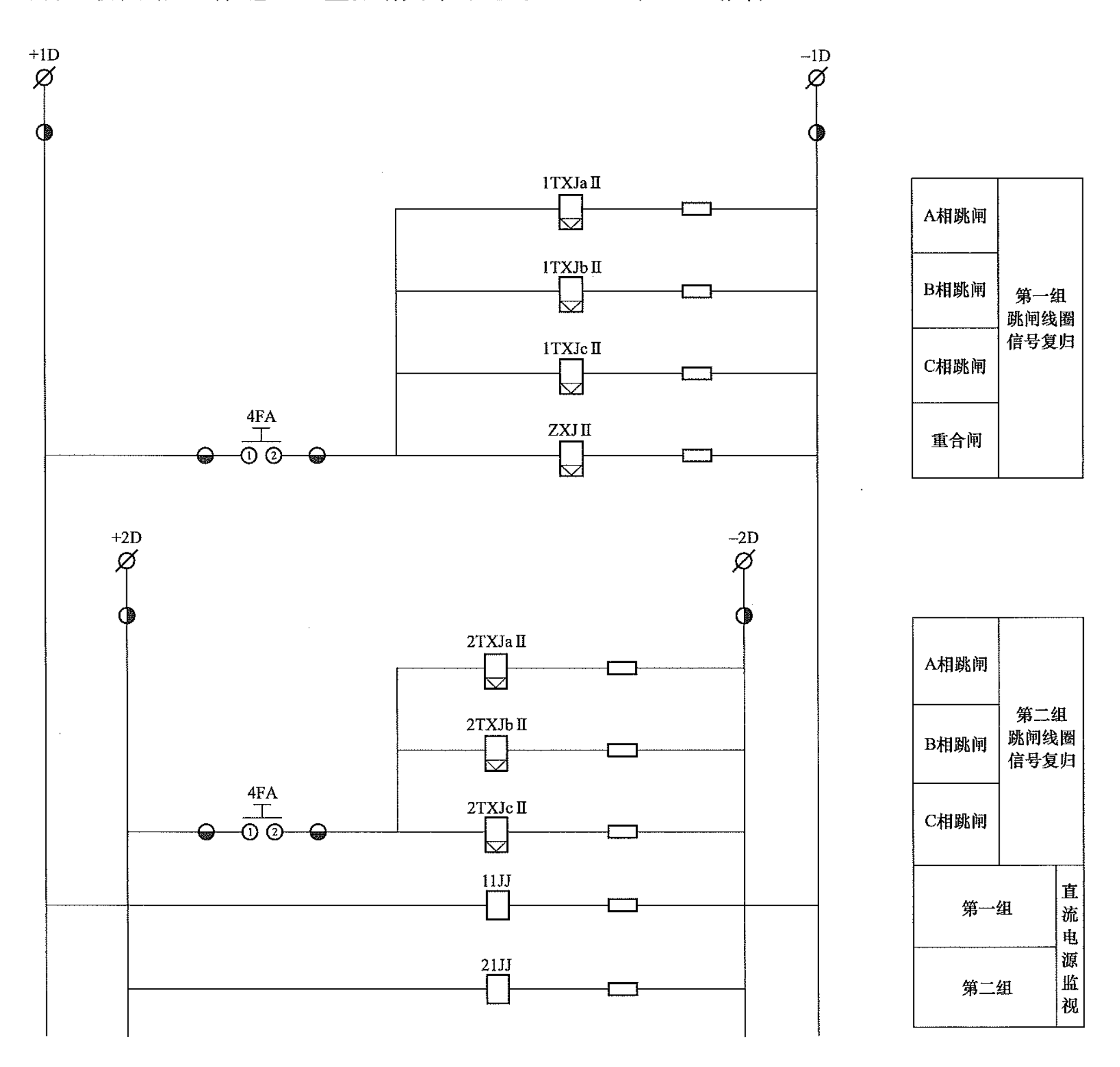



图 16-60 跳合闸信号复归与直流电源监视回路图

6. 断路器压力闭锁回路

断路器压力闭锁回路接线示意如图 16-61 所示，压力闭锁回路使用第一组直流电源。

（1）压力异常禁止操作。断路器出现压力异常禁止操作状态，输出闭合触点时，通过端子+1D、CZBS2D 启动继电器 4YJJ；输出断开触点时，连接端子+1D 和 CZBS2D，通过端子 CZBS1D、−1D 启动继电器 4YJJ。继电器 4YJJ 动作后，输出触点闭锁跳合闸回路，同时发出压力异常禁止操作信号。

（2）压力降低禁止重合闸。断路器出现压力降低禁止重合闸状态，输出闭合触点时，连接端子+1D 和 ZHBS2D，通过端子 ZHBS1D、−1D 使继电器 2YJJ 失磁返回；输出断开触点时，通过端子+1D、ZHBS2D 使继电器 2YJJ 失磁返回。继电器 2YJJ 失磁返回，输出延时断开触点闭锁重合闸回路，同时发出压力降低禁止重合闸信号。

（3）压力降低禁止合闸。断路器出现压力降低禁止合闸状态，输出闭合触点时，连接端子+1D 和 HZBS2D，通过端子 HZBS1D、−1D 使继电器 3YJJ 失磁返回；输出断开触点时，通过端子+1D、HZBS2D 使继电器 3YJJ 失磁返回。继电器 3YJJ 失磁返回，输出延时断开触点闭锁合闸回路，同时发出压力降低禁止合闸信号。

（4）压力降低禁止跳闸。断路器出现压力降低禁止跳闸状态，输出闭合触点时，连接端子+1D 和 TZBS2D，通过端子 TZBS1D、−1D 使继电器 1YJJ 失磁返回；输出断开触点时，通过端子+1D、TZBS2D 使继电器 1YJJ 失磁返回。继电器 1YJJ 失磁返回，输出延时断开触点闭锁跳闸回路，同时发出压力降低禁止跳闸信号。

7. 输出触点

适用于单母线、双母线等主接线形式的单断路器

接线操作箱仅需要与本间隔保护、重合闸配合。适用于一个半断路器接线、多角形接线、桥接线等主接线形式的双断路器接线操作箱则需要与断路器两侧间隔保护、重合闸配合。因此，适用于单、双断路器接线操作箱的输出触点也不相同，其输出触点示意分别如图 16-62、图 16-63 所示。

（1）适用于单断路器操作箱的输出触点。

1）与第一、二套保护及重合闸配合包括：由继电器 1TWJa、1TWJb、1TWJc 触点构成分相跳闸位置输出；由继电器 11TJR 与 21TJR 触点并联、继电器 11TJQ 与 21TJQ 触点并联构成其他保护动作输出；由继电器 2SHJ 延时返回触点、机械保持继电器 KKJ 动断触点、继电器 11JJ 动断触点、继电器 11TJR 与 21TJR 触点、继电器 11TJF 与 21TJF 触点并联构成闭锁重合闸输出；由继电器 2YJJ 延时返回动断触点输出压力降低闭锁重合闸。

2）与其他保护配合包括：继电器 1TWJa、1TWJb、1TWJc 触点与继电器 11HWJa、11HWJb、11HWJc 触点，继电器 21HWJa、21HWJb、21HWJc 触点串联后构成启动断路器三相不一致保护输出；由继电器 11TJQ、11TJR、21TJQ、21TJR 触点并联构成第一、二组保护三跳启动断路器失灵保护输出。

（2）适用于双断路器操作箱的输出触点。

1）与断路器两侧保护配合包括：由继电器 1TWJa、1TWJb、1TWJc 触点构成分相跳闸位置 2 组输出；由继电器 1TWJa、1TWJb、1TWJc 触点构成三相跳闸位置 2 组输出；由继电器 11TJR、21TJR、11TJQ、21TJQ 触点并联构成其他保护动作输出。

2）与断路器失灵保护及重合闸配合包括：由继电器 1TWJa、1TWJb、1TWJc 触点构成分相跳闸位置输出；由继电器 11TJR 与 21TJR 触点并联、继电器 11TJQ 与 21TJQ 触点并联构成其他保护动作输出；由继电器 2SHJ 延时返回触点、机械保持继电器 KKJ 动断触点、继电器 11JJ 动断触点、继电器 11TJR 与 21TJR 触点、继电器 11TJF 与 21TJF 触点并联构成闭锁重合闸输出；由继电器 2YJJ 延时返回动断触点输出压力降低闭锁重合闸。

8. 中央信号

中央信号回路接线示意如图 16-64 所示，主要包括以下信号内容：

（1）断路器位置不一致或非全相运行；
（2）第一、二组控制回路断线；
（3）第一电源断线；
（4）第二电源断线；
（5）压力降低禁止跳闸；
（6）压力降低禁止重合闸；
（7）压力降低禁止合闸；
（8）压力异常禁止操作；
（9）第一、二组出口跳闸。

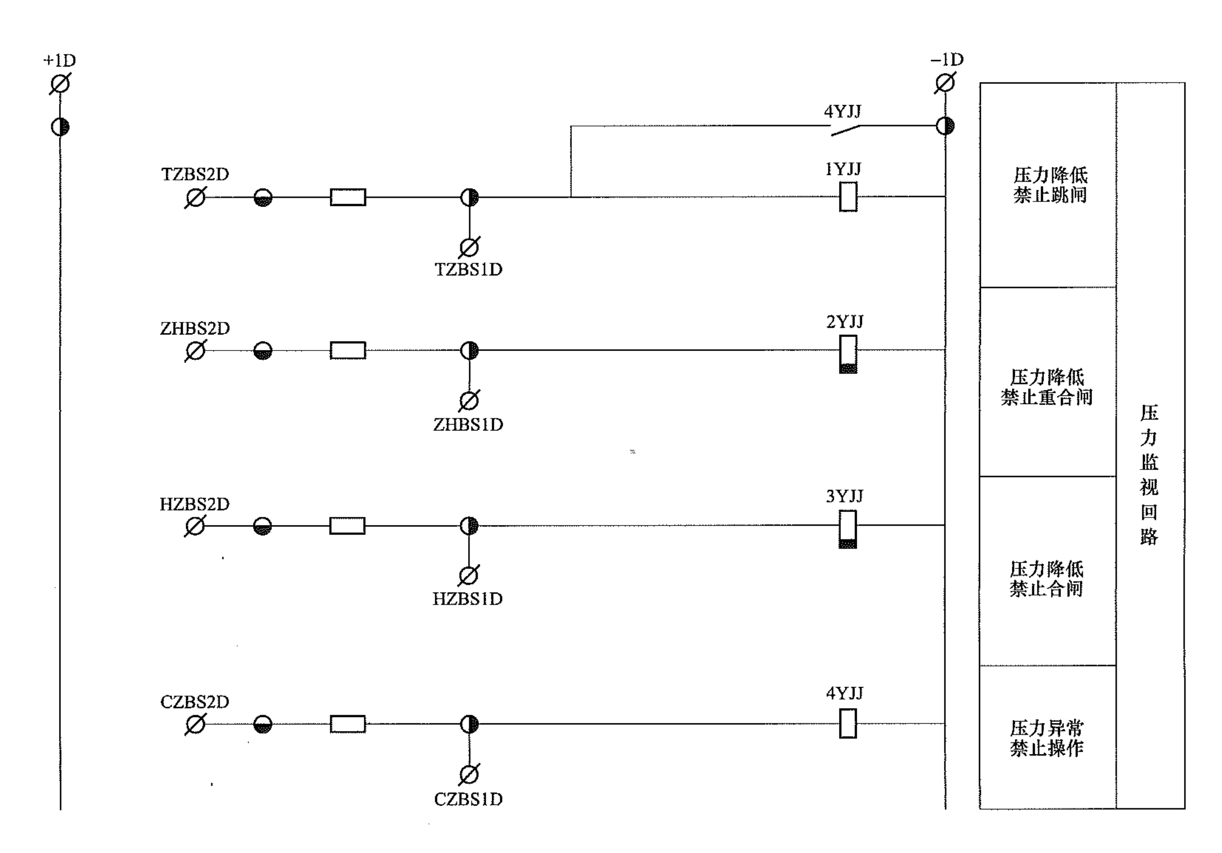



图 16-61　断路器压力闭锁回路接线示意图

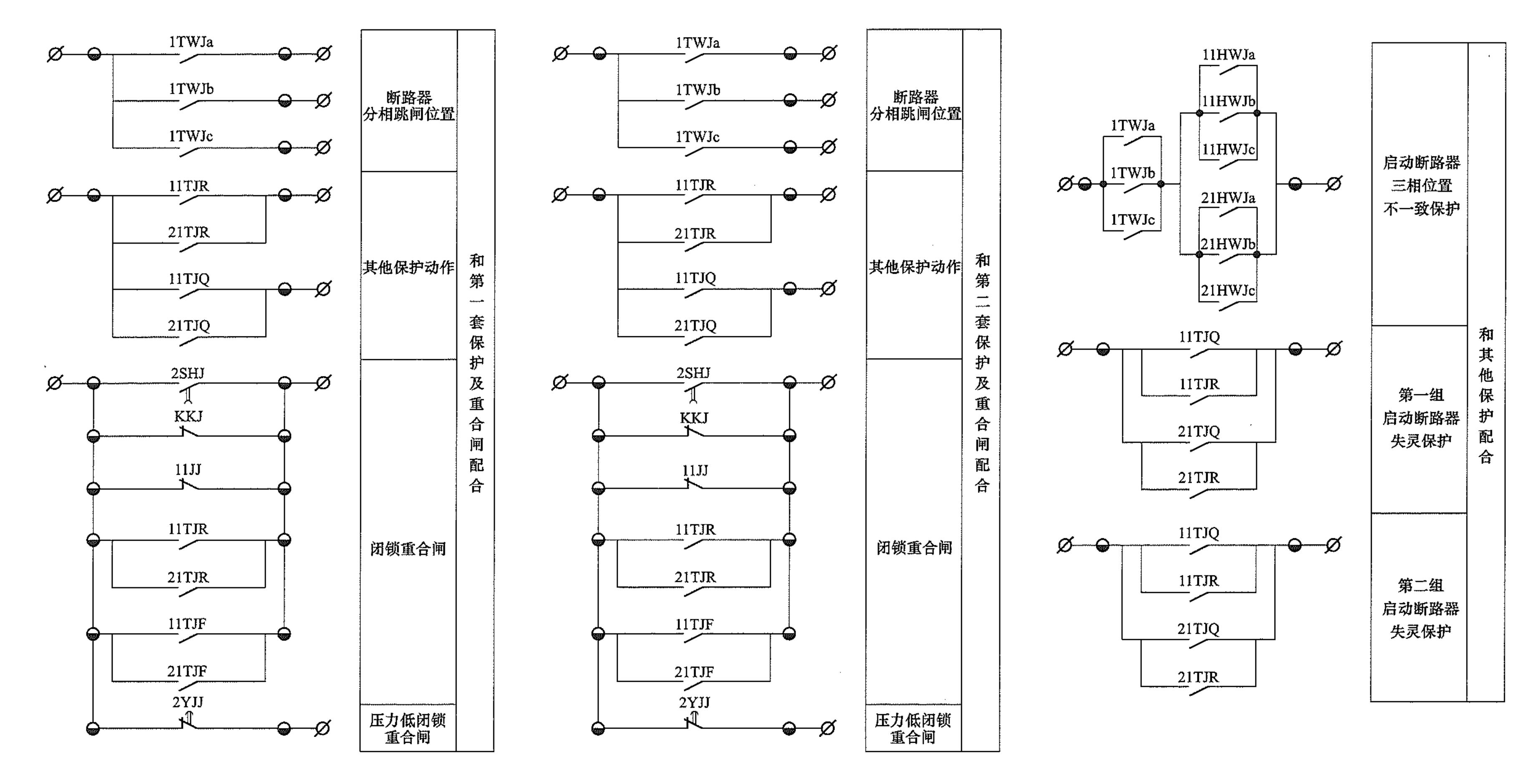



图 16-62　适用于单断路器接线操作箱的输出触点示意图

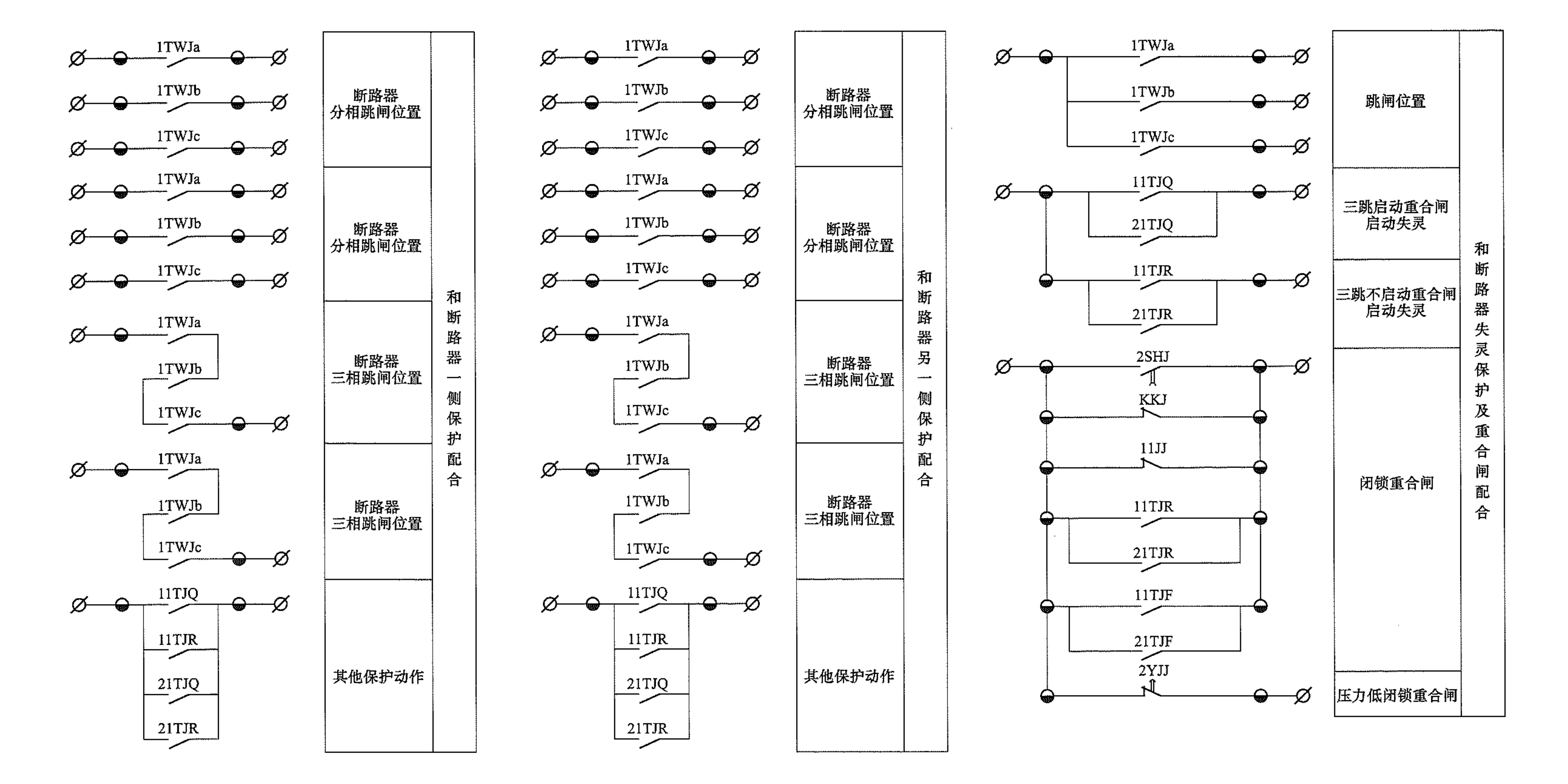



图 16-63　适用于双断路器接线操作箱的输出触点示意图

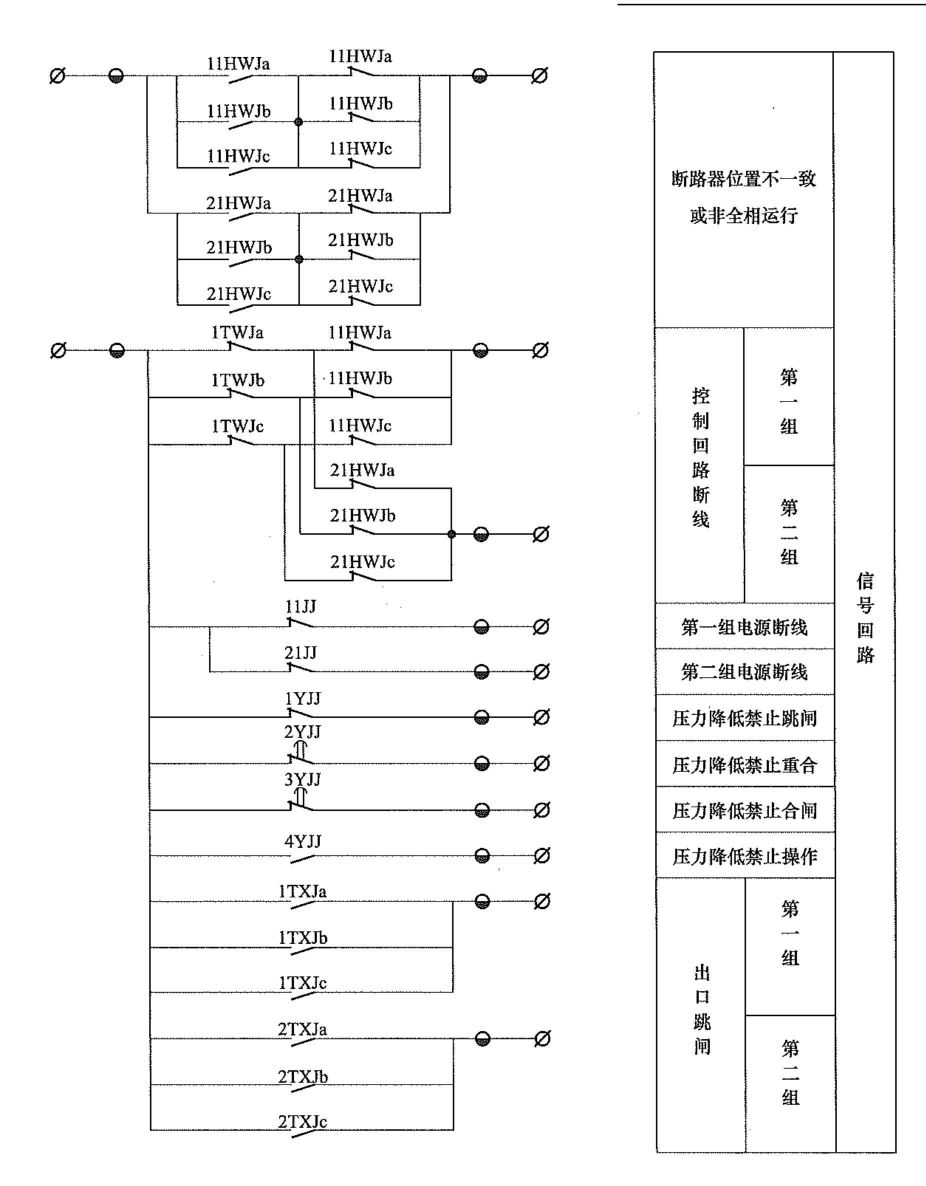



图 16-64　中央信号回路接线示意图

## 第七节　故障自动记录装置

### 一、装设目的

为分析电力系统事故及继电保护装置的动作情况，以便指导电力系统的安全运行，需要记录电力系统重要的运行参数和装置的动作行为。因此，在接入电网运行的 220kV 及以上厂站、重要 110kV 和 66kV 厂站均配置了微机型故障自动记录装置，记录线路电流、母线电压、线路功率、母线频率等运行参数的变化过程和继电保护及安全自动装置的动作行为。

### 二、记录要求

1. 稳态记录

故障自动记录装置投入运行后即以恒定的采样率进行非故障启动的连续记录。稳态数据存储时间应不少于 7 天，数据记录的采样频率可设定。在硬件存储容量满足条件下，选择 1000Hz 采样频率，每周波 20 个采样点，可记录波形和向量值，便于进行故障分析。

2. 暂态记录

电力系统发生大扰动时能按要求自动地对扰动全过程进行暂态记录，当暂态过程结束后，自动停止暂态记录。

（1）故障自动记录装置启动暂态记录的参量包括交流电压类、交流电流类、频率类及其他类，具体参量见表 16-11。

表 16-11　故障自动记录装置启动暂态记录参量表

| 启动暂态记录参量类别 | 启动暂态记录参量 |
|---|---|
| 交流电压类启动量 | 相电压突变量 |
| | 相电压高、低越限 |
| | 正序电压高、低越限 |

续表

| 启动暂态记录参量类别 | 启动暂态记录参量 |
|---|---|
| 交流电压类启动量 | 负序电压越限 |
| | 零序电压突变量 |
| | 零序电压越限 |
| | 3、5、7 次谐波电压越限 |
| 交流电流类启动量 | 相电流突变量 |
| | 相电流越限 |
| | 相电流变化差 |
| | 负序电流越限 |
| | 零序电流突变量 |
| | 零序电流越限 |
| 交流电流类启动量 | 变压器差流 |
| 频率类启动量 | 频率高、低越限 |
| | 频率变化率 |
| 其他类启动量 | 开关量变位 |
| | 变压器过励磁 |
| | 手动启动 |
| | 远方启动 |

（2）系统发生大扰动，故障自动记录装置检测到启动暂态记录参量满足设定条件时，装置自动启动，进入暂态记录过程。图 16-65 为暂态记录采样时段顺序图。

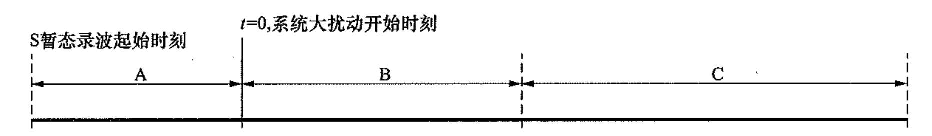



图 16-65　暂态记录采样时段顺序图

A 时段：系统大扰动开始前的状态数据，输出原始记录波形。记录时间和采样频率均可调整，记录时间应不小于 0.1s，采样频率应不小于 4000Hz。

B 时段：系统大扰动后初期的状态数据，输出原始记录波形。记录时间和采样频率均可调整，记录时间应不小于 3s，采样频率同 A 时段。

C 时段：系统大扰动后中后期数据，输出原始记录波形。记录时间可调整，最大不宜大于 600s。采样频率宜同稳态记录固定为 1000Hz。

（3）系统发生大扰动，故障自动记录装置第一次启动由 S 开始按 A→B→C 时段顺序执行记录。在已经启动记录的过程中，如又满足新的启动条件，则重新由 S 开始按 A→B→C 时段顺序执行记录。当完成 C 时段的记录且无新的启动条件被满足时，自动停止暂态数据记录。

## 三、设计原则

（1）故障自动记录装置的记录量包括交流电压、交流电流及开关量。

1）交流电压记录母线或线路的三相电压及零序电压。

2）交流电流记录线路、旁路、分段、母联的三相电流及零序电流；变压器各侧三相电流及零序电流、中性点接地及间隙电流。

3）开关量记录继电保护装置的分相跳闸、重合闸及纵联保护通道信号；安全自动装置出口执行命令，宜采用空触点输入。

（2）厂站内宜按电压等级及变压器分别配置故障自动记录装置。对于二次设备分散布置在继电器室的厂站，故障自动记录装置的配置还应满足不跨接继电器室接线的要求。

（3）故障自动记录装置模拟量和开关量采用模块化配置，模拟量与开关量路数可按照 1:3～1:4 的比例配置，模拟量宜按照 32/64/96/128 路配置，开关量宜按照 64/128/192 路配置。

（4）为适应集中处理的要求，输出的记录数据应与 ANSI/IEEE C37.111 COMTRADE 兼容。

故障自动记录装置宜单独组网，优先采用以太网接口，以实现远传功能，将记录信息送往调度端系统。

# 第八节　输电线路行波故障测距装置

## 一、装设目的

高压输电线路故障的准确定位，能够缩短故障修复时间，提高供电可靠性，减少停电损失。在微机型保护和故障自动记录装置应用之前，电力系统基本上是依赖分析故障记录结果估算故障点位置，测距精度得不到保障。随着微机型保护和故障自动记录装置应用，线路保护或故障自动记录装置都具备了基于阻抗测量原理的故障测距功能。但受故障电阻等因素的影响，阻抗测距法精度仍然不是很理想。因此，近年来推出了基于行波原理的测距装置，行

波故障测距装置的测距误差不受运行方式变化、故障位置、故障类型、负荷电流、过渡电阻等因素的影响，测距误差不大于500～1000m。

## 二、行波测距原理

### （一）行波特点

输电线路发生故障，故障线路的电压和电流均包含负荷分量和故障分量，故障分量称为行波分量。输电线路是一个分布式参数电路，电阻、电抗、电纳、电导均匀地沿线路分布，输电线路上的行波可以用建立在分布式参数线路模型基础上的方程来描述。以单相线路为例，线路沿线各点的电压和电流均包含正向和反向两部分行波分量，其时域形式可以表示为

$$U(x,t)=U^{+}(x-vt)+U^{-}(x+vt) \tag{16-46}$$

$$I(x,t)=U^{+}(x-vt)/Z_c-U^{-}(x+vt)/Z_c \tag{16-47}$$

式中　$U(x,t)$——电压行波；

$I(x,t)$——电流行波；

$U^{+}(x-vt)$——正向电压行波；

$U^{-}(x+vt)$——反向电压行波；

$x$——行波的传输距离；

$v$——行波的传输速度；

$t$——行波的传输时间；

$Z_c$——波阻抗。

由行波表达式可知行波特点如下：

（1）电压行波、电流行波都是距离 $x$ 和时间 $t$ 的函数，正向行波和反向行波以相同波速度向相反方向运动。

（2）行波的传输速度 $v=\dfrac{1}{\sqrt{L_0C_0}}$，其大小只取决于线路单位长度的电感 $L_0$ 和电容 $C_0$，与线路长度无关。

（3）波阻抗 $Z_c=\sqrt{\dfrac{L_0}{C_0}}$，其大小只取决于线路单位长度的电感 $L_0$ 和电容 $C_0$，与线路长度无关。

（4）在均匀输电线路上，任一点的波阻抗都相同。如果线路的波阻抗在某一节点发生改变，在此节点处将发生反射和折射，产生反射波和折射波。反射波以反向行波沿原路径返回；折射波透射到下一条线路中去，按正向行波的形式继续传播。

### （二）单端行波故障测距原理的实现

单端故障测距利用线路故障时在测量端感受到的第一个正向行波浪涌与其在故障点反射波之间的时延计算测量点到故障点之间的距离。以图16-66所示单相系统为例，当线路MN内部F点发生故障时，由故障点电压突变而产生的暂态行波将以速度 $v$ 从故障点向线路两端传播。假定M端为测量端，同时假定不考虑N端母线反射波的影响。设行波从母线到故障点的传播方向为正方向，则故障初始行波浪涌到达M端时形成本端第1个反向行波浪涌 $I^{-}(t_1)$。该行波浪涌在母线的反射波形成M端第一个正向行波浪涌 $I^{+}(t_1)$，它将向着故障点方向传播。行波浪涌 $I^{+}(t_1)$ 在故障点的反射波返回M端时表现为反向行波浪涌 $I^{-}(t_2)$。

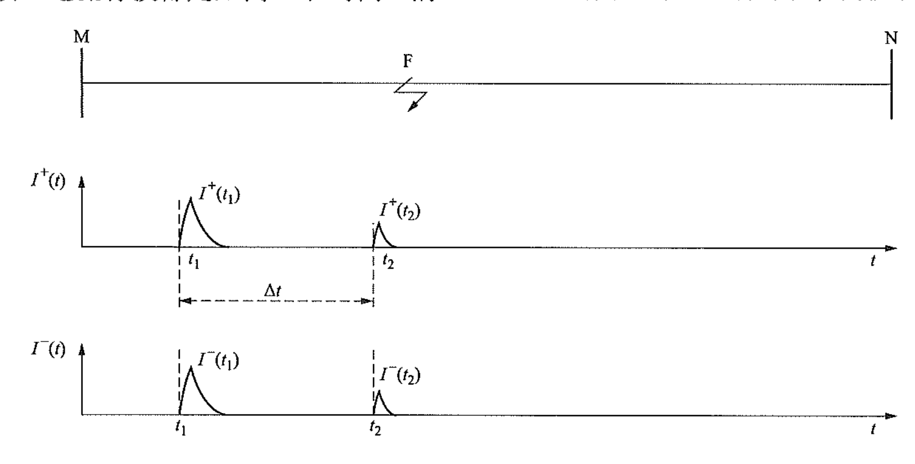



图16-66　单端行波故障测距原理示意图

设行波浪涌 $I^{+}(t_1)$ 和 $I^{-}(t_2)$ 之间的时间延迟为 $\Delta t$，显然等于故障暂态行波在测量点M与故障点F之间往返一次的传输时间，因而测量点到故障点之间的距离可以表示为

$$x_{MF}=\frac{1}{2}v\cdot t \tag{16-48}$$

式中　$x_{MF}$——测量点M与故障点F之间的距离；

$v$——行波的传输速度；

$t$——行波在测量点M与故障点F之间的传输时间。

当考虑对端母线反射波时，就存在可靠准确地区分出故障点反射波和对端母线反射波的困难，当暂态波形较复杂时，往往不能有效地确定出故障点反射波位置，造成单端测距失败。

### （三）双端行波故障测距原理的实现

双端故障测距利用线路内部故障产生的初始行波浪

涌到达线路两端测量点时的绝对时间之差值计算故障点到两端测量点之间的距离。以图16-67所示单相系统为例，当线路MN内部F点发生故障时，由故障点电压突变而产生的暂态行波将以速度$v$从故障点向线路两端传播。

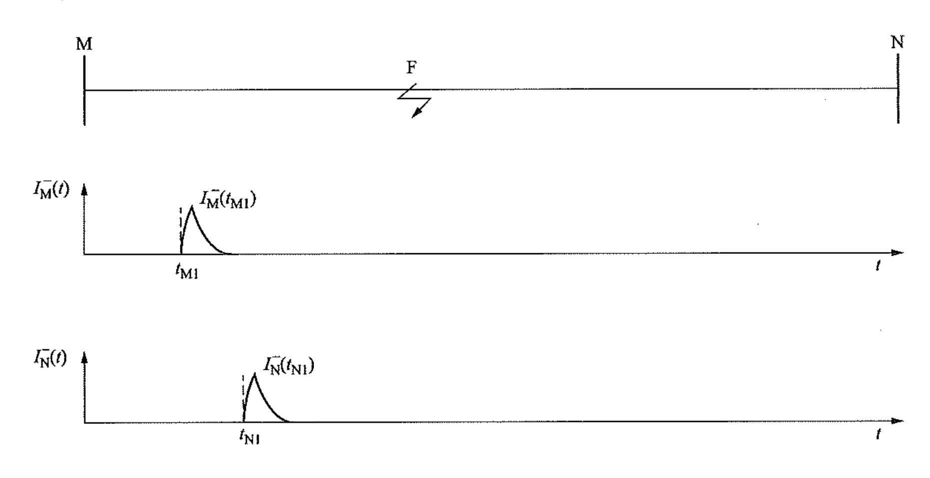



图16-67 双端行波故障测距原理示意图

设到达M端和N端母线形成各端第一个反向行波浪涌的绝对时间分别为$t_{M1}$和$t_{N1}$，因而测量点M端和N端到故障点之间的距离可以表示为

$$x_{MF}=\frac{1}{2}[v(t_{M1}-t_{N1})+L] \quad (16\text{-}49)$$

$$x_{NF}=\frac{1}{2}[v(t_{N1}-t_{M1})+L] \quad (16\text{-}50)$$

式中 $x_{MF}$——测量点M与故障点F之间的距离；
$x_{NF}$——测量点N与故障点F之间的距离；
$L$——线路MN的长度距离；
$v$——行波的传输速度；
$t_{M1}$——行波在测量点M与故障点F之间的传输时间；
$t_{N1}$——行波在测量点N与故障点F之间的传输时间。

双端测距利用的是故障点产生的第一个行波浪涌，且不存在区分故障点反射波和对端母线反射波的困难，在原理上更为简单可靠。但为了准确标定故障初始行波浪涌到达两端母线的时刻，线路两端必须配备高精度和高稳定度的实时时钟，而且两端时钟必须保持精确同步。

## 三、行波测距设计原则

（1）为了实现线路故障的精确定位，对于较长线路或路径地形复杂、巡检不便的线路，应配置行波故障测距装置。

（2）行波故障测距装置宜按照厂站、分电压等级统一配置。每套行波故障测距装置可监测1～8条线路。建设初期故障测距装置的配置可结合远景规模统一考虑。

（3）行波故障测距装置宜利用来自电流互感器的暂态电流行波信号，不应使用特殊的信号耦合设备。

（4）行波故障测距装置以双端测距为主，辅助以单端测距。行波测距装置可通过电力数据网、专线通道或拨号方式实现两端数据交换。

行波测距装置应具有接收厂站对时功能，时间同步误差应小于1.0μs。

# 第九节 继电保护及故障信息管理系统

## 一、系统总体功能及结构

继电保护及故障信息管理系统的功能是采集和处理继电保护装置、故障自动记录装置的信息，根据需求实现保护装置的动作行为分析、定值管理、远程控制功能。继电保护及故障信息管理系统是继电保护运行、管理的技术支持系统，同时又是电网故障时的辅助分析和决策系统，系统特点如下：

（1）功能复杂。涉及保护装置运行状态的监视和控制、保护装置故障报告的自动分析、继电保护相关计算分析、继电保护专业管理等方面的应用功能。

（2）数据和信息复杂。系统接入设备种类繁多、数据和信息量大，包括实时的和非实时的，自动采集的和人工维护的，一次系统和二次系统，正常情况和故障情况，继电保护人员关注的和调度运行人员关注的。

（3）可靠性和安全性要求高。系统涉及对保护装置、故障录波器、自动装置等智能装置的直接访问和控制，对可靠性、安全性及数据准确性有极高的要求。

系统由运行于各级调度端的主站系统，厂站端的子站系统及相应的信息传输通道构成。根据继电保护及故障信息管理系统功能要求及特点，应采用分层、分布、开放式的系统。

## 二、主站系统

### （一）主站系统功能

1. 信息采集

主站系统能够与不同制造商、不同型号的子站系统通信进行信息采集，获取厂站各继电保护装置、故障自动记录装置的运行状态、运行信息、运行告警、动作事件及录波报告。信息采集方式可分为正常状态下主站定时召唤的信息或人工召唤的信息；事故、告警、操作状态下子站主动上送的信息。

2. 数据存储及处理

继电保护及故障信息管理系统既具有实时主动上送信息，又具有定时、人工召唤的信息，宜采用“实时数据库＋历史数据库”的方式保存、管理系统数据。

实时数据库主要用于系统在线运行中的实时数据存放，结构设计应当保证系统实时性能，实现基于内存访问的快速实时数据管理。

历史数据库主要保存系统的数据断面及各种事件、操作记录等信息，以便进一步的统计分析。根据电力系统模型、参数的特点，历史数据库应采用技术成熟的商用数据库管理系统。

3. 二次设备模型管理

对二次设备模型进行统一管理，包括装置模型、装置信息模型、一次和二次设备关联关系模型。装置信息模型指二次设备内部的模型数据，具体包括模拟量数据模型、开关量数据模型、保护事件模型、告警模型、连接片模型、定值模型。

4. 系统监视

（1）结合电网一次接线图，实时显示保护信息子站及保护装置运行或退出、正常或告警状态；保护信息子站或保护装置运行状态改变时，系统自动提示并进行记录。

（2）结合厂站保护装置显示保护模拟量、保护定值及区号、软压板状态、硬压板状态、开关量状态。

（3）对保护动作事件、自检信息、开关量变位、故障测距主动上传的事件告警应进行分类，保护动作事件应根据上送报文及对应关系规则自动区分是否保护动作出口跳闸，将之与保护启动或装置异常等信息区分开，并设置为不同的事件级别。

（4）当电网发生故障时，将收到的各子站故障信息实时地在监视画面上显示，以图形画面方式和语音提示方式推出事故告警提示和故障简报。

5. 装置定值查询与校核

（1）装置定值在线查询与存储。主站可以召唤保护装置的当前定值区定值、指定定值区定值。主站可以将召唤上来的定值存储为当前定值，原有定值转放入历史定值库保存，便于日后检索和管理。

（2）装置定值核对。主站可以设定巡检周期，定期自动召唤装置当前运行的定值，与数据库中存储的定值进行核对并反馈核对结果。

6. 智能分析

（1）故障及动作行为分析。主站应能利用所采集的各厂站保护装置信息、故障自动记录装置信息实现对电网故障、保护装置动作情况的综合分析，判断保护动作是否正确，并形成故障分析简报。使继电保护运行人员及时掌握系统故障情况及保护动作行为，快速查找故障点，迅速进行事故处理和恢复。

（2）波形分析。主站应能够对从各厂站接收到的COMTRADE格式录波文件进行波形分析，包括根据采样点绘曲线图、向量图的绘制、阻抗轨迹绘制、序分量的计算、序分量功率及方向的计算、谐波分析等功能。

（3）故障测距。主站能够利用接收到的故障自动记录装置的录波数据，自动或手动完成测距计算，并提供故障点的接地阻抗。在无双端数据时，可采用单端测距算法计算故障距离。

（4）保护及断路器的动作行为分析。主站能够基于故障时上传的保护动作信息和故障录波波形，自动做出对保护及断路器动作行为的评价。

7. 远程控制

主站系统可根据实际情况选择是否需要远程控制功能。远程控制功能通过操作位于安全Ⅰ区的工作站实现，通常包括以下三种控制：

（1）修改定值。提供界面工具完成定值的录入、下发操作。

（2）切换运行定值区。提供运行定值区的切换和下发操作。

（3）在线投切软压板。提供软压板状态显示和修改操作。

远程控制按照先召唤装置的数据信息，然后对保护装置数据进行修改。当修改完成后，需要再次召唤本次修改结果，核对修改正确性。数据修改遵循数据召唤—预修改—返校确认—修改确认—执行结果信息返回五个过程；在远程控制过程中，系统应完整记录整个操作流程的每个步骤，包括操作人、操作时间、修改前后的值、操作结果等信息。

8. 统计分析

对二次设备运行情况、异常情况、故障情况及其他数据做出统计，系统将按照用户设定自动进行统计。支持多种查询方式访问统计计算结果，能按时间、区域、设备、故障类型及保护动作情况等分类整理归档。

9. 信息发布

主站系统具备网络信息发布功能，相关业务人员可以在管理信息大区通过 Web 浏览方式对故障信息

系统进行访问。网页以标准 HTML 方式发布，用户端无须安装任何附加的客户端程序。

（二）主站系统技术指标

1. 系统容量指标

（1）接入子站数量。直接连接子站数量大于等于 255 个。

（2）数据存储容量。保存五年以内的保护动作事件、告警事件、开关量变位事件、保护动作出口事件相关的录波文件，两年以内的保护录波数据及故障自动记录装置的录波数据。

2. 可靠性指标

（1）系统主设备平均故障间隔时间 $MTBF \geq 5$ 年。

（2）系统外设平均故障间隔时间 $MTBF \geq 1$ 年。

3. 可用率指标

系统年可用率大于等于 99%。

4. 实时性指标

（1）事件报告传输时间小于等于 3s/站。

（2）故障报告传输时间小于等于 10s/站。

5. 负荷率指标

（1）正常情况下，任意 5min 内服务器 CPU 平均负荷率不大于 25%、工作站 CPU 平均负载率不大于 40%、局域网平均负荷率不大于 15%。

（2）大批量数据处理情况下，任意 5min 内服务器 CPU 平均负荷率不大于 40%、工作站 CPU 平均负荷率不大于 50%、局域网平均负荷率不大于 30%。

（三）主站系统建设模式及配置

1. 主站系统建设模式

主站系统的建设可分为独立建设和纳入智能电网调度控制系统统一建设两种模式。早期建设的主站系统都采用了独立建设模式，随着智能电网调度控制持系统的发展，近年来主站系统已逐步采用了纳入智能电网调度控制系统统一建设模式。与独立建设模式相比较，智能电网调度控制系统在平台标准化、功能集成化、应用智能化具有无法比拟的优势，因此，在条件具备时，优先采用纳入智能电网调度控制系统统一建设模式。

2. 主站系统硬件配置

主站系统硬件主要包括数据管理及应用服务器、通信服务器、各类工作站、网络设备、存储设备、时钟系统、安全防护设备。主站系统宜采用双重化网络结构，承担数据管理及应用的服务器、通信服务器宜双重化配置。根据需要可配置调度员工作站、继保工程师工作站、系统维护工作站等。服务器、网络设备的数据处理和计算能力，存储设备的容量均应与调控中心管辖范围的电网规模相适应。

3. 主站系统软件配置

软件系统由系统软件、支撑平台软件和应用软件组成，软件配置原则如下：

（1）软件系统的可靠性、兼容性、可移植性、可扩充性等性能指标应满足系统本期及远景规划要求。

（2）软件系统应为模块化结构，以方便修改和维护。

（3）软件系统应支持跨平台功能，能够屏蔽硬件和操作系统的差异。

（4）软件系统应提供标准的软件接口，以方便用户接入应用软件。

（四）主站系统安全管理

（1）继电保护及故障信息管理系统的修改定值、切换运行定值区、在线投切软压板功能布置在生产控制大区的安全区Ⅰ，其余功能布置在生产控制大区的安全区Ⅱ。安全区Ⅰ、Ⅱ之间通过横向互联防火墙隔离。

（2）主站的服务器、工作站采用 Linux、UNIX 等安全操作系统。

（3）主站系统对登录的用户进行严格的权限管理，支持用户按照需要设置具有不同权限的用户及用户组。所有的登录、查询、召唤、配置等功能都需有相应权限才能执行。

（4）主站使用电力系统专用的网络物理隔离装置对内、外网数据通信进行隔离，主站数据可以通过单向物理隔离装置以 Web 形式对外网发布，外网无法连接主站系统内部。

## 三、子站系统

子站系统是继电保护及故障信息管理系统的重要组成部分，负责厂站内继电保护装置、故障自动记录装置的统一接入和集中管理，按照主站要求发送所需信息，同时接收主站命令。

（一）子站系统配置

（1）子站系统配置包括站控层设备和间隔层设备，主要包括子站主机和交换机，并可根据需要配置工作站、数据存储设备、规约转换器、串口服务器、网络安全隔离设备及打印机等。当厂站内二次设备采用集中布置时，子站间隔层采集设备应按全厂站统一配置；当厂站内二次设备采用分散布置时，子站间隔层采集设备按照继电器室配置。

（2）子站系统既可独立组网，也可以与监控系统共网采集继电保护装置及故障自动记录装置信息。

（3）子站系统应能通过电力调度数据网、专用通信通道或拨号方式与主站系统通信。

（二）子站系统功能

1. 信息采集

（1）一次系统参数。包括厂站、母线、线路、变压器、发电机、高压并联电抗器、断路器、滤波器等一次系统参数。

（2）设备参数。对应各一次设备所配置的继电保护装置和故障自动记录装置的名称、型号、制造商、软件版本、通信接口型式、通信规约以及有关的通信参数等。

（3）继电保护运行信息。包括继电保护装置的投退信息、开入量和开出量信息、模拟量信息、告警信息、定值及定值区号。

（4）继电保护动作信息。在系统发生故障时，继电保护装置动作时产生的事件信息及故障录波信息。

（5）故障记录信息。在系统发生故障时，故障自动记录装置产生的录波简报及录波波形文件。

2. 信息处理

子站系统对采集到的继电保护装置、故障自动记录装置数据进行规约转换、分类、存储，形成故障报告，并按照定制的原则上送到各主站系统。

（1）规约转换。为保证信息传送的准确性和快速性，减少信息传送环节，提高系统的可靠性，子站系统应适应多种通信方式、通信规约接入厂站内不同制造商、不同型号的继电保护及故障自动记录装置。

（2）信息分类。信息类型分为装置运行状态、自检告警、故障动作及故障录波四类。子站系统对信息分级的原则可进行配置，工程中根据运行及管理部门的需要，对保护装置和故障自动记录装置的信息进行优先级划分。

（3）数据存储。子站系统的缓存和信息存储容量需保证所接入全部保护装置的要求，尤其在发生复杂故障时，保护装置在短时间内多次动作情况下，保证动作信息不丢失。在与主站通信短时中断时，保证不丢失任何数据；通信长时间中断时，保证重要事件不丢失。子站系统对信息的存储容量进行实时监测，当采集的信息接近子站的存储容量时按子站设定的存储策略进行转储或删除。

3. 应用功能

（1）形成故障报告。电网发生故障保护动作时，子站系统根据收集的保护装置和故障自动记录装置的信息，能进行初步分析并形成故障报告，并上传到主站系统。故障报告至少包括一次和二次设备名称、故障时间、故障序号、故障区域、故障相别、故障测距、录波文件。故障报告通常以文本文件格式保存。

（2）通信状态监视功能。子站系统应能够监视与主站及所接入保护装置和故障自动记录装置的通信状态，当发生通信异常时，给出提示，并上送主站系统和监控系统。

（3）接入装置状态监视。子站系统对接入的继电保护装置和故障自动记录装置运行状态进行监视，在检测出接入装置异常时，给出相应的提示信息。

（4）信息发送。子站系统与厂站内监控系统互联组网方式下，子站向监控系统传送监控系统所需的信息。子站应根据不同主站定制信息的要求，向主站发送不同信息。根据信息上送的方式不同，分为下面两种：

1）正常运行时，子站可响应主站召唤，将配置信息传送到主站系统。

2）电网发生故障或装置运行出现异常时，子站把装置的动作信息或异常信息按要求转换为报文格式，上传给主站。

（5）检修信息的标记。当保护装置处于检修调试时，子站可选择对相应保护信息增加特殊标记上送主站，也可选择屏蔽此信息，不上送到主站。

（6）远程控制。根据需要，子站能够通过必要的校验、返校步骤，对接入装置进行以下远程控制：

1）定值区切换。完成远方对指定接入设备的定值区切换操作，使其工作的当前定值区实时改变。

2）定值修改。完成远方对指定接入设备的定值修改操作，使其保存的定值实时改变。应支持批量的定值返校和批量的定值修改操作。

3）软压板投退。完成远方对指定装置的软压板投退操作，使其软压板状态实时改变。应支持批量的软压板返校和批量的软压板投退操作。

4. 自检功能

子站系统在运行过程中随时对自身工作状态进行巡检，如发现异常，主动上送主站系统和监控系统，并采取一定的自恢复措施。

5. 时钟同步

子站系统原则上使用厂站内统一对时装置实现对时功能，当厂站内不具备统一对时装置时，子站系统需配置独立的对时装置。

（三）子站系统外部接口及规约

1. 与接入保护装置的接口

（1）与网络型保护装置的接口。对于采用相同规约具有网络通信能力的保护装置，可以先组网后，再连接到子站系统。

（2）与串口型保护装置的接口。通过子站主机自身提供的串口或经串口服务器扩展的串口以 RS-232 或 RS- 485 方式与保护装置相连。由于采用 RS-485 总线形式通信的规约一般都是轮询方式工作，为保证通信质量和实时性，每个 RS-485 通信口接入的设备数量不宜超过 8 个。

2. 与故障自动记录装置的接口

故障自动记录装置宜独立组网后通过以太网接入子站系统，所有故障记录文件在子站系统以 COMTRADE 格式存储及传输。

3. 与外部无源触点接口

子站系统应具备开入开出接口。在需要时接入外部无源触点，开入信号直流电源应由子站系统自身提供，开出应为无源触点。

4. 与监控系统的接口

（1）子站系统独立组网采集保护装置信息，当子站系统独立组网采集保护装置信息，需向监控系统转发保护信息时，子站系统与监控系统之间可通过以太网或串口连接，优先采用以太网连接。

（2）子站系统与监控系统共网采集保护装置信息，保护装置按照要求直接向监控系统发送信息。

5. 子站与主站的通信接口和规约

（1）子站系统适应网络、专线通信方式，优先采用调度数据网通信方式。

（2）子站系统应遵循各级调度主管部门颁布的继电保护故障信息处理系统主站与子站间通信规范向主站传送信息。

（3）子站系统应能支持同时向不少于四个主站系统传送信息。

（四）子站系统安全管理

（1）子站系统接收远程修改定值、切换运行定值区、在线投切软压板功能布置在生产控制大区的安全区Ⅰ，其余功能布置在生产控制大区的安全区Ⅱ。安全区Ⅰ、Ⅱ之间通过横向互联防火墙隔离。

（2）子站主机应采用嵌入式、Linux、UNIX等安全操作系统。

（3）子站系统对登录的用户进行严格的权限管理，子站维护工作站应具有严格的权限管理，支持用户按照需要设置具有不同权限的用户及用户组。所有的登录、查询、召唤、配置等功能都需有相应权限才能执行。

## 第十节 智能变电站系统继电保护及自动装置的特殊性

### 一、智能变电站对继电保护的影响

（一）IEC 61850标准

IEC 61850标准是由国际电工委员会（international elcetrotechnical commission，IEC）第57技术委员会（TC57）发布的一系列标准，中文全称是《变电站通信网络与系统》。IEC 61850标准是目前为止最为完善的针对变电站综合自动化技术的通信协议标准，应用于变电站以太网通信网络，是智能变电站应用技术的重要支撑和国际标准。

IEC 61850标准本身非继电保护专业的技术标准，负责标准制定的机构TC57技术委员会主要负责电力系统远动、变电站自动化、配电网自动化、数据通信和安全等方面的国际标准工作。该标准对变电站自动化系统的架构和通信方式等带来巨大影响，同时对变电站继电保护技术也产生了深刻影响。

（二）智能变电站体系结构

IEC 61850标准提出了变电站自动化系统功能分层的概念。根据IEC 61850标准定义，智能变电站自动化系统功能上分为三个层次，即站控层（也称变电站层）、间隔层和过程层，并且定义了层与层之间的逻辑关系和接口。IEC 61850标准中对变电站自动化系统功能分层的划分，是智能变电站与常规变电站的主要区别。

站控层的功能是利用全站信息对全站一次、二次设备进行监视、控制以及与远方调控中心通信。站控层设备主要包括工作站、服务器、通信网关机等。

间隔层的功能是采集本间隔过程层实时数据信息，实现对一次设备的保护和控制以及本间隔操作闭锁、操作同步等功能，完成与过程层及站控层的网络通信功能。间隔层设备主要包括保护装置、测控装置、计量装置等。

过程层是二次设备与一次设备的接口，主要功能是完成电力系统运行实时的电气量监测（如电流、电压）、一次设备的操作和控制（如变压器分接头调节、断路器合分控制等）。过程层设备主要包括合并单元、智能终端等。

（三）电子式互感器

电子式互感器对继电保护的影响主要体现在以下三个方面：

（1）电子式互感器输出的均为数字化信号，导致保护装置采样方式发生变化，保护装置与互感器的接口由通信介质为电缆的模拟量输入接口转变为光纤接口或以太网接口，通信介质为光纤或网线。

（2）电子式互感器抗饱和能力提高，抗干扰性强，有利于改善继电保护的工作条件。

（3）采样环节由保护装置移出至电子式互感器，保护装置自身不能控制采样时刻，需要通过软件算法实现采样同步。

（四）一次设备智能化

一次设备（如断路器、隔离开关等）智能化是智能变电站的重要基础。一次设备智能化对继电保护的影响主要体现在以下三个方面：

（1）保护装置跳、合闸出口方式发生变化。常规变电站保护装置通过操作继电器或操作箱经电缆与断路器操作控制回路连接实现保护装置跳、合闸。智能变电站保护装置通过光纤接口（或网络）接入到智能终端，由智能终端与断路器操作控制回路连接实现保护装置跳、合闸。

（2）保护装置所需的一次设备信号接口方式发生变化。智能变电站保护装置所需的一次设备信号（如断路器位置触点、隔离开关位置触点等）由智能终端获取，不再经电缆与一次设备直接相连。

## 二、技术特点

（一）采样与跳闸方式

智能变电站中保护装置的电流、电压等信号一般采用采样值（sampled value，SV）网络传输，使得保护装置与一次设备（互感器）之间的通信方式由网络通信方式代替了传统的硬接线通信方式。

智能变电站中保护装置的跳合闸、失灵启动等信号通常采用通用面向对象变电站事件（generic object oriented substation event，GOOSE）网络传输，使得保护装置之间的通信方式由网络通信方式代替了传统的硬接线通信方式。

（二）二次回路

智能变电站改变了常规变电站保护装置接口和二次回路。为了直观地反映保护装置、合并单元、智能终端等智能电子设备之间的逻辑关系，智能变电站提出了虚端子的概念，即 GOOSE、SV 输入输出信号作为网络上传递的变量，与传统装置的端子存在着对应的关系，为了便于形象地理解和应用 GOOSE、SV 信号，将这些信号的逻辑连接点称为虚端子。

（三）装置构成

常规变电站保护装置通常由 CPU 插件、电源插件、交流插件、开入插件、信号开出插件、跳闸开出插件等构成。智能变电站保护装置通常由 CPU 插件、电源插件、SV 插件、GOOSE 插件等构成。与常规变电站保护装置相比，智能变电站保护装置的 SV、GOOSE 插件数量大大增加，而交流插件、开入插件、跳闸开出插件等相应减少。

（四）设备配置

智能变电站在继电保护设备配置、技术要求等方面有了一些新的变化，对保护装置的配置提出了新的要求。

## 三、设计主要原则及技术方案

智能变电站继电保护应满足 GB/T 51071《330kV～750kV 智能变电站设计规范》、GB/T 51072《110(66)kV～220kV 智能变电站设计规范》、GB/T 32901《智能变电站继电保护通用技术条件》、GB/T 32890《继电保护 IEC 61850 工程应用模型》等相关规程规定要求，满足继电保护“可靠性、选择性、灵敏性、速动性”的要求，充分发挥智能变电站继电保护装置与一次设备、传输网络之间的配合协调和整体性能，不断提高智能变电站继电保护的性能水平和智能化水平。

（一）设计主要原则

（1）智能变电站继电保护应满足 GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中的要求：“除出口继电器外，装置内的任一元件损坏时，装置不应误动作跳闸。”智能变电站保护装置、合并单元、智能终端、网络交换机、连接光纤等设备任一个元件损坏，除出口继电器外，不应引起保护误动作跳闸。

（2）智能变电站中 220kV 及以上电压等级的继电保护包括与之相关的设备、网络等需遵循双重化配置的原则。

（3）智能变电站保护装置宜直接采样，对于单间隔的保护宜直接跳闸，涉及多间隔的保护（如母线保护）可直接跳闸也可采用网络跳闸。采用网络跳闸方式时，相关设备应满足保护对可靠性和快速性的要求。

（4）110kV 及以下电压等级智能变电站可采用保护测控一体化装置，但不应降低保护、测控功能的可靠性。

（5）当保护装置采用就地分散安装时，安装运行环境应满足相关标准技术要求。

（二）**220kV** 及以上双母线接线方式下继电保护技术方案

（1）线路保护。220kV 及以上电压等级双母线接线的输电线路，每回线配置两套包含完整主保护、后备保护功能的智能变电站线路保护装置，能够适应本侧为智能变电站、对侧为常规变电站的情况。

与线路保护配合使用的合并单元、智能终端、过程层网络采用双套配置，与双套线路保护一对一配合。

（2）母线保护。220kV 及以上电压等级双母线接线按双重化配置两套智能变电站母线保护装置，含断路器失灵保护功能。

母线保护与各间隔合并单元之间宜采用点对点直接采样，与各间隔智能终端之间宜采用点对点直接跳闸。母线保护与其他保护之间的信息（如失灵启动等）采用 GOOSE 网络传输。

（3）母联（分段）保护。智能变电站 220kV 及以上的母联（分段）保护采用双重化配置，实现与双重化配置的合并单元、智能终端一对一配合。

母联保护与本间隔合并单元之间宜采用点对点直接采样，与本间隔智能终端之间宜采用点对点直接跳闸。母联保护启动失灵采用 GOOSE 网络传输。

（三）**220kV** 及以上一个半断路器接线方式下继电保护技术方案

（1）线路保护。220kV 及以上电压等级一个半断路器接线的输电线路，每回线配置两套包含完整主保护、后备保护功能的智能变电站线路保护装置，线路保护中集成过电压保护和远方跳闸就地判别功能。

与线路保护配合使用的合并单元、智能终端、过程层网络采用双套配置，与双套线路保护一对一配合。

线路保护同时接入线路电压合并单元、边断路器电流合并单元、中断路器电流合并单元信息，宜采用

点对点直接采样。

线路保护与边断路器智能终端、中断路器智能终端之间宜采用点对点直接跳闸。线路保护启动失灵、闭锁重合闸等信息采用 GOOSE 网络传输。

（2）断路器保护。智能变电站 220kV 及以上一个半接线的断路器保护采用双重化配置，实现与双重化配置的合并单元、智能终端一对一配合。

断路器保护与本间隔合并单元之间宜采用点对点直接采样，与本间隔智能终端之间宜采用点对点直接跳闸。断路器保护中失灵动作跳相邻断路器和失灵动作启动线路保护远传信息等采用 GOOSE 网络传输。

对于出线装设有隔离开关的一个半断路器接线，其短引线保护功能可以集成在边断路器保护装置中。

（3）母线保护。220kV 及以上电压等级一个半断路器接线按每条母线双重化配置两套智能变电站母线保护装置。

母线保护与边断路器合并单元之间宜采用点对点直接采样，与边断路器智能终端之间宜采用点对点直接跳闸。母线保护跳闸启动边断路器失灵、边断路器失灵启动母线保护联跳等信息采用 GOOSE 网络传输。

（四）故障录波、行波测距、子站

（1）故障录波。智能变电站故障自动记录装置一般按电压等级和网络配置，220kV 及以上系统和主变压器故障自动记录装置按双网配置，110kV 及以下按单网配置。

（2）行波测距。智能变电站中，经合并单元处理后输出的采样频率一般为 4kHz，可以满足保护、测控、计量、录波等设备的要求。但行波测距装置的采样频率一般需在 500kHz 以上，为满足行波测距装置的精度要求。目前工程设计和实施中主要通过以下两种方案实现：

1）对于采用电子式电流互感器的智能变电站，为了满足行波测距装置采样精度要求，一般在电子式互感器中增加单独的高速数据采集单元；

2）对于采用常规电流互感器的智能变电站，在合并单元中增加高速数据采集模块或者由行波测距装置直接经电缆采集电流模拟量，不采用合并单元输出的数字量。

（3）继电保护及故障信息管理子站。智能变电站继电保护及故障信息管理子站配置和实现主要有以下两种方案：

第一种方案：继电保护及故障信息管理子站纳入变电站自动化系统中统一实现，使用自动化系统统一配置的接口和设备，如工作站、网络交换机、数据存储设备、安全防护设备等，不再另外配置独立的硬件设备。

第二种方案：仅配置 1 台独立的保护子站工作站，支持 IEC 61850 标准，通过防火墙接入变电站自动化系统采集各保护装置的信息，完成子站系统的各项功能。

### 四、与相关设备（系统）的接口及要求

（一）与监控系统接口及要求

（1）保护装置应支持 IEC 61850 标准与站控层通信，保护装置向站控层提供的信息应满足电网调度运行的需求。

（2）保护装置至少应具备 2 个接入站控层网络的通信接口。

（3）保护装置功能不应受站控层网络的影响。

（二）与合并单元接口及要求

（1）保护双重化配置的间隔，合并单元也应双重化配置，两套保护的电流/电压采样值应分别取自相互独立的合并单元。

（2）双重化配置的合并单元分别接入电流/电压互感器不同的二次绕组。

（3）合并单元应具备点对点和组网接口，接口数量应能满足工程实际应用需求。

（三）与智能终端接口及要求

（1）保护双重化配置的间隔，智能终端也应双重化配置。两套保护与两套智能终端分别对应。

（2）双重化配置的智能终端与断路器的两组跳闸线圈分别对应。

（3）智能终端应具备点对点和组网接口，接口数量应能满足工程实际应用需求。

（四）与过程层网络接口及要求

（1）双重化配置的保护装置，应分别接入相互独立的过程层网络。

（2）保护装置应满足直连光纤采样或网络采样的要求。

（五）与对时系统接口及要求

（1）保护装置应能接收 IRIG-B 码同步对时信号，对时精度误差应不大于±1ms。条件具备时也可采用 IEC 61588《用于网络化测量和控制系统的精确时钟同步协议》网络对时。

（2）保护装置的功能实现不应依赖于外部对时系统。

## 第十一节　与相关设备及回路的配合要求

### 一、与电流互感器、电压互感器的配合要求

（一）与电流互感器的配合要求

1. 对电流互感器的配置及二次绕组使用分配要求

电流互感器原则上应随断路器装设，保护用电流

互感器二次绕组使用分配应保证不出现保护死区。在条件允许时（如对于采用 GIS、HGIS 以及罐式断路器等一次设备），宜将用于保护的电流互感器二次绕组布置在断路器断口两侧并交叉使用，以保证断口与电流互感器二次绕组间故障的快速切除。

当保护双重化配置时，电流互感器二次绕组数量应满足双重化配置的保护使用相互独立的二次绕组的需要。双重化配置的保护宜分配使用电流互感器相邻的两个二次绕组，以尽可能使双重化保护的保护范围一致。

图 16-68 所示为 220kV 双母线电流互感器典型配置及二次绕组使用分配，因保护不使用测量、计量二次绕组，故图中未表示测量、计量二次绕组。

图 16-69 所示为 330kV 及以上一个半断路器接线电流互感器典型配置及二次绕组使用分配，因保护不使用测量、计量二次绕组，故图中未表示测量、计量二次绕组。

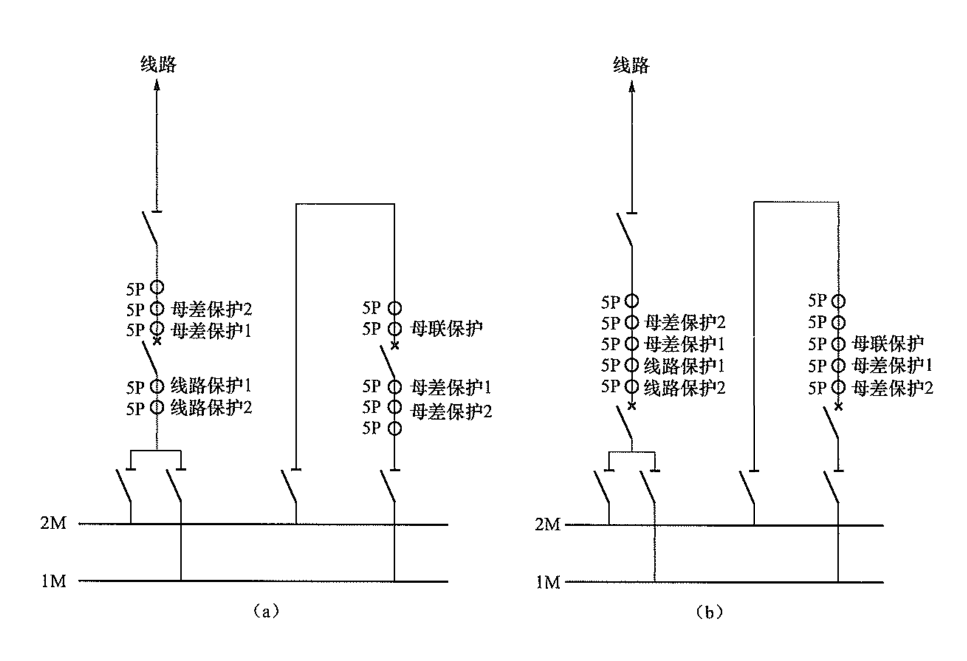



图 16-68　双母线电流互感器典型配置及二次绕组使用分配图
（a）220kV 双母线组合电器；（b）220kV 双母线磁柱式

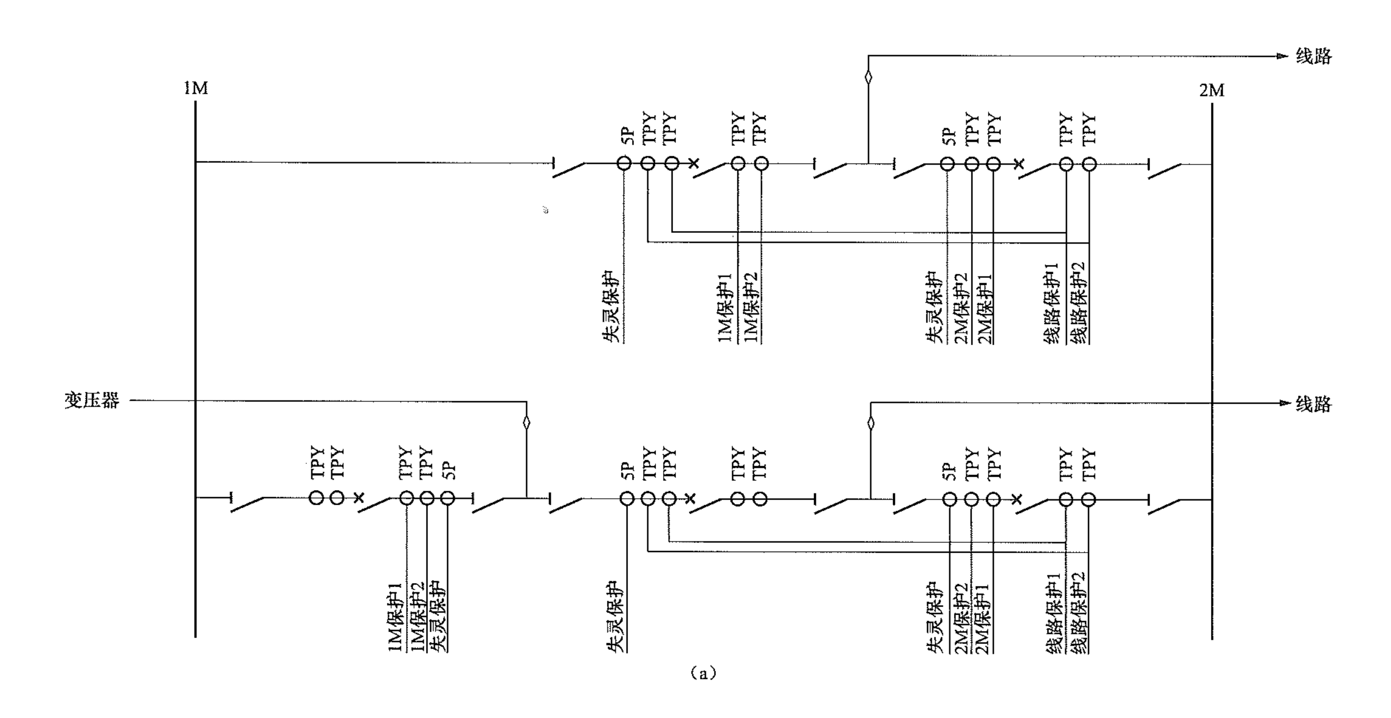



图 16-69　一个半断路器接线电流互感器典型配置及二次绕组使用分配图（一）
（a）一个半断路器接线组合电器方案 1

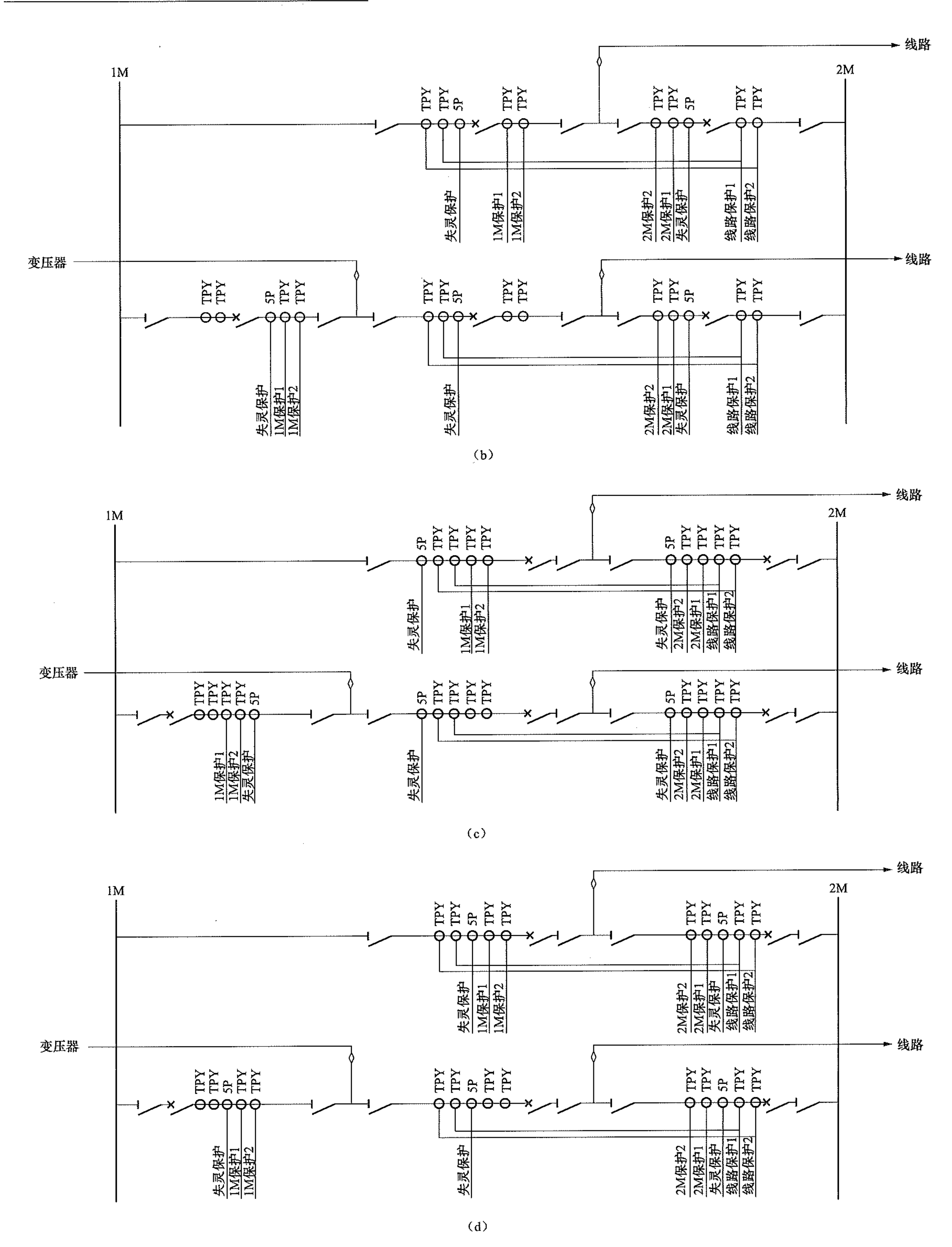



图 16-69　一个半断路器接线电流互感器典型配置及二次绕组使用分配图（二）

（b）一个半断路器接线组合电器方案 2；（c）一个半断路器接线磁柱式方案 1；（d）一个半断路器接线磁柱式方案 2

2. 对电流互感器二次绕组特性的要求

电流互感器二次绕组特性应满足继电保护正确动作的要求。保护用电流互感器二次绕组特性依据不同电压等级以及不同保护类型有所不同。110kV 及以下电压等级系统，保护用电流互感器二次绕组可选择 P 类；220kV 电压等级的系统暂态饱和问题较轻，保护

用电流互感器二次绕组一般采用P类、PR类或PX类，但为减轻可能出现的暂态饱和的影响，要考虑适当的暂态系数；330kV及以上电压等级系统的暂态饱和问题严重，保护用电流互感器二次绕组一般采用TP类。对于各类差动保护，要求各输入支路使用相同特性的电流互感器二次绕组。对于自身具备抗电流互感器暂态饱和能力的保护装置，根据装置的要求选择二次绕组特性。TP类二次绕组不宜用于断路器失灵保护。

（二）与电压互感器的配合要求

以近后备方式配置的双重化主保护应使用电压互感器的不同二次绕组，主保护、后备保护一体化的保护装置可以使用电压互感器的同一、二次绕组。在二次绕组分配时，保护可以与测量共用二次绕组。保护用电压互感器的二次绕组准确级应不低于3P。

## 二、与其他设备及回路的配合要求

以近后备方式配置的双重化主保护，应使用由不同蓄电池组供电的直流电源作为其工作电源，保护出口应接断路器的两组不同跳闸回路。双重化配置的保护间配合时，应“一对一”配合，不应交叉配合。

# 第十七章

# 电力系统安全稳定控制

## 第一节　电力系统安全稳定控制技术要求

### 一、电力系统可靠性与稳定性

（一）电力系统可靠性

电力系统可靠性是指电力系统按可接受的质量标准和所需数量不间断地向电力用户提供电力和电量的能力的量度。电力系统可靠性通常包括充裕性和安全性两方面内容。

（1）充裕性是指电力系统在稳态条件下，并且系统元件的负荷不超出其定额，母线电压和系统频率维持在允许范围内，考虑系统元件计划和非计划停运的情况下，供给用户所需电能的能力。

（2）安全性是指电力系统在运行中承受故障扰动（如突然失去电力系统的元件或短路故障等）的能力。通过以下两个特征表征：

1）电力系统能承受住故障扰动引起的暂态过程并过渡到一个可接受的运行工况。

2）在新的运行工况下，各种约束条件得到满足。

（二）电力系统稳定性

电力系统稳定性是电力系统受到扰动后保持稳定运行的能力。有关电力系统稳定性的定义及其分类的内容详见第十章。

电力系统安全稳定控制的作用和目标就是通过合理安排电力系统运行方式，同时配备适当的安全稳定控制措施，从而保证电力系统的安全稳定运行。

（三）电力系统运行状态

电力系统运行状态是指电力系统在不同运行条件（如系统接线、负荷水平、机组出力、元件故障等）下的工作状况。

根据不同的运行条件，电力系统运行状态一般可分为正常状态、警戒状态、紧急状态、系统崩溃和恢复状态。

（1）正常状态。指电力系统能够保持充裕性和安全性的状态。

（2）警戒状态。指电力系统潜在的不充裕和/或不安全状态。在此状态下，如出现特定可承受事件将导致损失负荷、系统元件的负荷超出其定额、母线电压和系统频率超越允许范围、功角不稳定、连锁反应、电压不稳定或某些其他不稳定。

（3）紧急状态。指电力系统的异常状态。在此状态下，某些系统元件的负荷超出其定额，某些母线电压或系统频率超越允许范围，出现稳定危机，可能损失部分负荷。

（4）系统崩溃。电力系统的一种严重故障过程，包括系统稳定破坏、连锁反应、电压或频率崩溃，导致大范围中断供电，被解列的部分系统或机组需要较长时间才能重新启动及恢复供电。

（5）恢复状态。重建电力系统充裕状态采取的一系列控制作用，包括发电机快速启动，再同步并列，输电线路重新带电，负荷再供电和电力系统解列的部分再同步运行。

### 二、电力系统扰动分类及安全稳定标准

（一）扰动分类

电力系统在运行过程中可能遭受各种各样的扰动，电力系统中的扰动可分为小扰动和大扰动。

小扰动是指由于负荷正常波动、功率及潮流控制、变压器分接头调整和联络线功率无规则波动引起的扰动。

大扰动是指系统元件短路、断路器投切、大容量机组突然退出等引起的扰动。大扰动可按扰动严重程度和出现概率分为三类。

1. 第Ⅰ类

第Ⅰ类为出现概率较高、单一轻微故障，包括如下：

（1）任何线路发生单相瞬时接地故障重合闸成功；

（2）同级电压的双回或多回线和环网，任一回线单相永久故障重合不成功及无故障三相断开不重合；

（3）同级电压的双回或多回线和环网，任一回线

三相故障断开不重合；

（4）任一台发电机组跳闸或失磁；

（5）受端系统任一台变压器故障退出运行；

（6）系统中任一大负荷突然变化（如冲击负荷或大负荷突然退出）；

（7）任一回交流联络线故障或无故障断开不重合；

（8）直流输电系统换流器闭锁、单极闭锁、直流单极二次再启动、直流双极一次再启动、单回特高压直流相继二次换相失败等。

2. 第Ⅱ类

第Ⅱ类为出现概率较低、单一严重故障，包括如下：

（1）单回线路单相永久接地故障重合不成功及无故障三相断开不重合；

（2）任一段母线故障；

（3）同杆并架双回线的异名两相同时发生单相接地故障重合不成功，双回线三相同时跳开；

（4）直流输电系统双极闭锁、直流单极三次及以上再启动、单回特高压直流相继三次及以上换相失败等。

3. 第Ⅲ类

第Ⅲ类为出现概率很低、多重严重故障，包括如下：

（1）故障时断路器拒动；

（2）故障时继电保护、自动装置误动或拒动；

（3）自动调节装置失灵；

（4）多重故障；

（5）失去大容量发电厂；

（6）其他偶然因素。

（二）安全稳定标准

根据电力系统承受扰动的能力，电力系统安全稳定标准可分为三级。

1. 第一级

正常运行方式下的电力系统受到第Ⅰ类扰动后，继电保护、断路器及重合闸正确动作，不采取稳定控制措施，必须保持电力系统稳定运行和电网的正常供电，其他元件不超过规定的事故过负荷能力，不发生连锁跳闸。

但对于发电厂的交流送出线路三相故障，发电厂的直流送出线路单极故障，两级电压的电磁环网中单回高一级电压线路故障或无故障断开，必要时可采用切机或快速降低发电机出力的措施。

在特高压直流输电系统向目标网架的过渡阶段，当直流单极闭锁、功率突降、再启动、相继多次换相失败等故障超过系统承受能力时，可以采取闭锁直流、切机、切负荷等临时稳定控制措施。

2. 第二级

正常运行方式下的电力系统受到第Ⅱ类扰动后，继电保护、断路器及重合闸正确动作，应能保持稳定运行，必要时允许采取切机、切负荷、直流调制和串联电容器强行补偿等控制措施。

3. 第三级

当电力系统因第Ⅲ类扰动而导致稳定破坏时，必须采取措施，防止系统崩溃，避免造成长时间大面积停电和对重要用户（包括厂用电）的灾害性停电，使负荷损失尽可能减少到最小，电力系统应尽快恢复正常运行。

## 三、电力系统稳定判据

电力系统稳定性判别包括静稳定、暂态稳定、动态稳定和再同步的计算分析。本章主要针对电力系统第二道防线的设置，重点介绍与电力系统第二道防线密切相关的暂态稳定判据、动态稳定判据、电压稳定判据、频率稳定判据和热稳定判据。

1. 暂态稳定判据

暂态稳定的判据是电网遭受到每一次大扰动后，引起电力系统各机组之间功角相对增大，在经过第一个或第二个振荡周期不失步，作同步的衰减振荡，系统中枢点电压逐渐恢复。

在分析暂态稳定计算的功角摇摆曲线时，遇到如下情况，应认为主系统是稳定的：

（1）多机复杂系统在摇摆过程中，任两机组间的相对角度超过 180°，但仍能恢复到同步衰减而逐渐稳定。

（2）在系统振荡过程中，只是个别小机组或终端地区小电源失去稳定，而主系统和大机组不失稳，这时若自动解列失稳的小机组或终端地区小电源，仍然认为主系统是稳定的。

（3）受端系统的中、小型同步调相机失去稳定，而系统中各主要机组之间不失去稳定，则应认为主系统是稳定的。

2. 动态稳定判据

（1）小扰动动态稳定性判据：在频域解上表现为各个振荡模式的阻尼比大于零。为保证系统具有适宜的小扰动动态稳定性，系统阻尼比应满足：①在正常方式下，区域振荡模式以及与主要大电厂、大机组强相关的振荡模式的阻尼比宜达到0.03以上。②故障后的特殊运行方式下，阻尼比至少达到0.01～0.02。

（2）大扰动动态稳定性判据：在时域解上表现为电力系统在受到扰动后，在动态摇摆过程中发电机相对功角、发电机有功功率和输电线路有功功率呈衰减振荡状态，电压和频率能恢复到允许的范围内。

3. 电压稳定判据

（1）在电力系统受到扰动后的暂态过程中，负荷母线电压能够在10s内恢复到0.8（标幺值）以上。

（2）在电力系统受到扰动后的中长期过程中，负荷母线电压能够保持或恢复到0.9（标幺值）以上。

实际应用暂态及中长期电压稳定判据时，可将电压监测点选择在负荷母线处。应注意区别由功角振荡导致电压大幅度波动造成的低电压和电压失稳造成的电压严重降低。

4. 频率稳定判据

频率稳定的判据是系统频率能迅速恢复到额定频率附近继续运行，不发生频率崩溃，也不使事件后的系统频率长期悬浮于某一过高或过低的数值。

5. 热稳定判据

热稳定判据用于检验判别元件的过负荷水平。

（1）变压器过负荷水平应限制在变压器铭牌值以内，变压器铭牌值包括变压器过负荷值及持续时间。

（2）线路过负荷能力以线路热稳定极限为准，线路热稳定极限与线路导线截面积、类型、导线容许温升及环境温度有关。

## 四、电力系统稳定控制措施

电力系统互联方式及电网类型的不同，其稳定性能差别较大，为了保证电力系统安全稳定运行，一般应做好以下两点：

（1）合理的电网结构是保证电力系统安全稳定运行的重要物质基础，因此在电网规划、设计阶段应满足相关安全稳定标准，确保电网结构合理、运行灵活、协调发展，并为运行留有一定的裕度，能适应系统发展的要求。

（2）运行中合理安排运行方式，在系统正常运行状态下监视相关状态量的变化和预警设施，一旦发生偏离正常范围或出现稳定裕度不足时，应及时采取预防性校正控制措施，恢复系统的安全性与充裕性。

### （一）电力系统安全稳定运行的三道防线

电力系统规划、设计、建设阶段应按照电力系统扰动及安全稳定标准的要求，建立起保证系统安全稳定运行的可靠的三道防线。

1. 第一道防线

为保证电力系统正常运行状态及承受第Ⅰ类大扰动时的稳定运行要求，由一次设备、继电保护、重合闸以及其他预防性控制措施等组成电力系统安全稳定运行的第一道防线。其他预防性控制措施包括：机组的电力系统稳定器（power system stabilizer，PSS）、发电机励磁调节装置、高压直流输电功率调制、灵活交流输电系统（flexible alternative current transmission systems，FACTS）等。

2. 第二道防线

为保证电力系统承受第Ⅱ类大扰动时的稳定运行要求，由防止发生严重故障危及系统暂态稳定和运行参数严重越限的控制措施等实现保证电力系统安全稳定运行的第二道防线。控制措施包括：大型火电机组快关气门、串联电容器强行补偿、高压直流输电功率紧急提升/回降、集中切机、切负荷等。

3. 第三道防线

为保证电力系统承受第Ⅲ类大扰动时的稳定运行要求，应配置防止事故连锁扩大、避免大规模停电的控制措施，实现保证电力系统安全稳定运行的第三道防线。控制措施包括：系统解列、再同步、频率和电压紧急控制等，同时需考虑避免线路和机组保护在系统振荡时误动作，防止线路及机组连锁跳闸。

### （二）安全稳定控制措施分类

根据作用对象的不同，安全稳定控制措施大体可分为以下五类。

1. 切除发电机/火电机组快关气门

直接切除发电机是保持电网稳定的一项简单、经济、有效的控制措施，它可以提高第一个振荡周期的暂态稳定。采取切机控制措施时主要考虑的原则有：

（1）在满足控制要求的前提下，切机应按风电机组、水电机组、火电机组的顺序选择控制对象。

（2）核电机组原则上不作为控制对象，但在切除其他机组无法满足系统稳定要求且保证核反应堆安全的前提下，可切除核电机组。

（3）在确定切机量时，应考虑必要的裕度。

对于200MW及以上的大型火电机组，采取快关气门措施，也可以有效改善系统的稳定水平。快关气门方式一般分为以下三种：

（1）短暂快关。即故障发生后，气门采取措施快速关闭，然后快速开启，恢复原有出力，这种方式一般适用于网架结构较强的系统。

（2）快速关闭，缓慢开启。

（3）快速关闭，快速开启至一定开度，然后慢速开启至全开状态。

（2）和（3）适用于网架结构较为薄弱的电网系统。

切除发电机/火电机组快关气门通常适用于电力外送需求较大的大规模电源接入送端系统，当系统发生事故时，可以快速控制发电机组出力。

2. 集中切负荷

为保证电力系统安全稳定运行，可通过安全稳定控制装置实现集中切负荷。

（1）切负荷装置可切除变电站低压供电线路实现切负荷。在选择被切除的负荷时，应综合考虑被切负荷的重要程度和有效性。

（2）切负荷站的设置应根据需切除负荷量及负荷分配情况来确定，切负荷数量应考虑一定裕度（20%）。

（3）应有避免被切除负荷自动投入的措施。

3. 无功补偿装置的控制

（1）输电线路的可控串联补偿装置的强行补偿功能是提高系统暂态稳定的有效手段，根据电网需要可作为同步稳定控制措施。

（2）切除并联电抗器或投入并联电容器，用以防止电压降低；投入并联电抗器或切除并联电容器，用以限制电压过高。

4. 电力系统解列及备用电源投入

（1）电力系统解列应在事先设定的解列点有计划地进行解列，解列后的各部分系统应有限制频率过高或频率过低的控制措施。

（2）在系统频率异常降低的情况下，可自动启动水电站和蓄能电站的备用机组，以恢复系统频率。

5. 直流控制

（1）根据电网需要，通过控制直流输电系统的输电功率以及闭锁直流极运行，可以防止系统稳定破坏和设备过负荷、限制系统过电压和频率波动。

（2）直流控制具体方式可包括：系统频率限制、功率或频率调制、直流功率紧急提升或回降、直流极闭锁。

（3）直流控制可由直流控制系统检测执行，也可接收其他装置发送的命令。

## 第二节 电力系统安全稳定计算分析

### 一、一般规定

通过对电力系统进行详细的潮流及稳定仿真计算和分析研究，确定系统稳定问题的主要特征和稳定水平，提出保证系统安全稳定运行的控制策略和提高系统稳定水平的措施。电力系统安全稳定计算分析内容较多，包括电压无功、短路电流、静态安全、静态稳定、暂态稳定、动态稳定、电压稳定、频率稳定、中长期动态过程、次同步振荡/次同步谐振及再同步等计算分析内容，实际工程应根据具体情况和设计要求，有选择地进行计算分析。由于电力系统安全稳定控制为事故情况下紧急控制对策，因此本节重点介绍小扰动和大扰动下系统稳定性的计算分析，包括潮流计算、暂态稳定计算、动态稳定计算分析等内容。

电力系统安全稳定仿真计算分析的结论是确定电网安全稳定水平和采取控制措施的基本依据。计算结论受运行方式、计算模型等诸多因素影响，为保证计算分析过程的完整合理性、计算结论的科学有效性，可按以下步骤进行：

（1）首先确定计算分析的前提条件和边界条件，如基础数据整理、运行方式拟定等；

（2）然后根据电网结构和工程特点确定计算内容，并进行大量的仿真计算；

（3）最后汇总结论、筛选问题，确定系统的稳定水平和需要采取控制措施。

复杂电力系统的计算分析需借助仿真计算软件包完成，目前国内常用的仿真计算软件为中国电力科学研究院引进开发的电力系统分析软件工具（power system department-Bonneville power administration，PSD-BPA）和电力系统分析综合程序（power system analysis software package，PSASP）。

### 二、计算原则

#### （一）计算水平年选定

电网结构、电源装机和负荷水平是电力系统安全稳定计算分析重要的边界条件。进行计算分析时，首先选定设计水平年，并确定与设计水平年相对应的电网结构、电源装机和负荷水平。

针对工程开展安全稳定计算分析时，通常选取工程投产年作为设计水平年。如果工程分期投产，则还需将工程分期投产的过渡年份作为设计水平年来进行计算分析。

如果设计阶段存在某些不确定因素对系统稳定计算结论影响显著时，宜针对此因素对系统进行稳定敏感性分析。常见不确定因素包括负荷增长率、重要电源工程或电网工程的投产、电磁环网是否解列等。

#### （二）运行方式安排

电力系统不同的负荷水平、不同的开机方式、不同的线路（元件）停运，将导致运行方式灵活多变。对于离线型仿真计算，只能选择一些典型的运行方式来进行潮流计算。典型运行方式的确定是以电力平衡方式及结果为基础的。

计算分析的目的是通过详细的仿真计算来暴露系统存在的安全稳定问题和提出保证系统安全稳定运行的必要控制策略，因此计算分析选择正常运行、事故后运行和特殊运行三种方式中对系统稳定不利的情况作为计算运行方式。需要说明的是，计算分析选择较为不利的运行方式并不代表是极端的运行方式。通常，较为不利的运行方式是实际可能的偏严重方式，比如：

（1）正常运行情况下，为满足电力输送、可靠供电的需求，可考虑电网的潮流输送水平相对较高。

1）在研究送端系统输电能力时，选择机组大开机、大出力，即送端系统可不考虑旋转备用，而送端系统的负荷水平居中或者偏小的方式；

2）在研究受端系统失去大电源时，应考虑送端系统实际可能的旋转备用。同时选择当地电源小开机，而受端系统的负荷为最大或者偏大的方式。

（2）在检修、事故或特殊运行情况下，电网结构由于不同程度被削弱，系统稳定水平下降，应对运行方式做出适当调整。即对于送端系统应减少机组出力，对于受端系统应减少受电，从而整体降低系统的潮流水平。

（三）基础数据整理

1. 基础数据构建原则

潮流及稳定计算之前，需建立一套与实际电网相对应的基础数据。电力系统由电力生产、传输和消费各个环节构成，包括发电机及调节系统（含风电场、光伏电站等）、主变压器、输电线路、负荷、无功补偿装置、直流输电系统及相关调节控制系统等，按各个环节对应建立发电数据、电网数据和负荷数据。

目前，国内常用仿真计算软件（PSD-BPA、PSASP）中对各类常规数据均可提供适合模型。对于某些新型元件，如计算软件未提供恰当模型，则需根据实际性能由用户自定义编程模拟。为保证仿真计算结果的准确性，应采用恰当的元件模型及参数。构建基础数据时，利用软件中的元件模型，按要求填入合理的参数。仿真计算中确定元件及控制系统的模型、参数的总体原则如下：

（1）对于能提供实测模型、已完成参数实测的元件，均应采用实测模型和实测参数。

（2）对于已投产但尚未完成参数实测或尚未投产的元件，可按如下原则执行：

1）采用制造厂家提供的出厂参数；

2）采用设计模型及参数；

3）参照同类型或特性相近的设备模型及参数；

4）采用典型模型及参数。

2. 主要元件模型及参数

（1）同步发电机及控制系统。同步发电机及控制系统对系统稳定影响较为显著。

1）同步发电机宜采用次暂态电势变化的详细模型；

2）励磁系统及附加控制系统的模型应根据实际装置的调节特性，选择适当的标准仿真模型，特殊情况可自定义模型；

3）原动机及调速系统可根据实际特性选择适当的标准仿真模型。

（2）风力机组和光伏发电。常用的风力机组模型有鼠笼异步风电机组、双反馈式异步风电机组和直接驱动式同步风电机组，应根据实际情况选择相应模型。

光伏发电系统由光伏阵列和逆变器组成，依据计算目的和光伏阵列规模，采用详细或者等值的仿真模型。

（3）负荷。仿真程序的负荷模型有综合静态模型（综合指数模型）和综合动态模型（综合指数模型及电动机模型）。工程中，根据地区电网实际负荷特性选择恰当参数。

1）综合负荷的模型可用静态电压和频率的指数函数并选用恰当的指数代表。

2）规划设计新增负荷时可利用与所在地区相同特性的负荷模型或恒定阻抗模型。

3）进行动态稳定分析时，应采用详细模型。

4）对比较集中的大容量电动机负荷的模型，可在相应的110（66）kV高压母线用一等价感应电动机负荷与并联的静态负荷表示。

5）厂用电按负荷考虑，不应直接在发电机出力中扣除。火电、核电机组的厂用电负荷按实际情况确定。

6）对某些特殊类型的负荷（如整流负荷）应特别关注。

（4）输电线路。输电线路可采用分布型和集中型模型。对于机电暂态分析，通常输电线路采用集中型模型，即Π形模型。

（5）变压器及无功补偿装置。在机电暂态分析中，变压器和高压电抗器按集中型支路元件处理。单一的电抗器、电容器按集中型支路元件处理，静止无功补偿装置（static var generator，SVG；static var compensator，SVC）的控制方式采用实际模型或类似工程模型。

不对称故障计算与零序参数有关，变压器绕组联结方式反映出零序参数；当变压器、高压电抗器中性点经小电抗接地时，零序参数应包含中性点小电抗。

（6）直流输电。直流输电采用准稳态模型，并按直流控制系统实际情况进行模拟。

3. 网络等值简化

由于电力系统规模容量日益增大，庞大的计算数据影响计算速度，而且数据收集整理存在困难。根据计算分析的目的和要求，必要时可对外部电网等值简化或对所研究电网的低压网络进行合理简化。网络等值简化的主要原则如下：

（1）研究网络简化前后应保证各主要线路和输电断面的潮流、电压分布基本不变。

（2）研究网络原则上应保留220kV以上电压的网络接线（可根据需要保留110kV及以下电压网络）。负荷宜挂在最低一级电压等级的变压器的负荷侧。低压电磁环网线路原则上应保留。

（3）被简化的低压网络中的小电源，原则上可与本地负荷抵消，对系统特性影响较大的小电源可根据需要予以保留。

（4）对于互联电力系统，对所研究系统原则上应予保留详细模拟，对外部系统进行适当等值简化，应保证等值前后的系统稳定特性和稳定水平基本保

持不变。

（四）故障选择

本部分内容针对电力系统遭受大扰动后的稳定水平进行计算分析。

1. 故障类型的选择

（1）根据 DL 755《电力系统安全稳定导则》要求，合理的电网结构是电力系统安全稳定运行的基础，Ⅰ类扰动下的系统稳定水平依靠电网结构和运行方式安排得以保证。但对于特殊情况，即发电厂的交流送出线路三相故障，发电厂的直流送出线路单极故障，两级电压的电磁环网中单回高一级电压线路故障或无故障断开，必要时可采用切机或快速降低发电机组出力的措施。根据需要，计算时可对Ⅰ类特殊情况进行计算分析。

（2）对于Ⅱ类扰动，如果系统存在安全稳定问题，则采取相应控制措施，设置第二道防线以保证电网安全稳定运行。安全稳定控制属于事故情况下的紧急控制，故计算时故障类型应主要选择Ⅱ类扰动。

（3）对于Ⅲ类扰动，如果系统稳定破坏，必须采取措施防止系统崩溃。该类故障概率较小，控制手段属于第三道防线。根据需要，可对Ⅲ类扰动进行计算分析。

2. 故障地点的选择

同一元件（或线路）在不同的故障地点发生相同类型的故障，对系统的冲击不同、稳定状况不同。计算时，应选择对系统稳定最不利地点发生金属性短路故障。例如：

（1）线路故障宜选在线路两侧厂站端出口；

（2）变压器故障宜选在高压侧或中压侧出口，发变组出口故障应选在升压变压器高压侧出口；

（3）一个半断路器接线形式的断路器失灵故障宜选择中间断路器失灵。

（五）故障切除时间及自动装置动作时间

仿真计算对系统遭受扰动的稳定状况进行分析时，应对系统发生故障、故障切除、重合闸、执行控制措施的系列过程行为进行完整模拟，并适当考虑时间裕度，包括继电保护动作行为、断路器跳闸或合闸动作行为、机组和负荷的调节行为、安全自动装置动作行为等，其中故障切除时间、线路重合闸时间和安全自动装置动作时间考虑如下。

1. 故障切除时间

当系统发生故障时，故障检测及切除过程为：由继电保护装置检测判别故障，装置动作后发出断路器跳闸命令。故障切除时间为从故障起至断路器熄弧，主要包括继电保护动作时间（故障开始到发出跳闸脉冲）、中间继电器整定时间和断路器全断开时间等。仿真计算中的故障切除时间除了继电保护动作时间、中间继电器整定时间和断路器全断开时间以外，还应适当考虑时间裕度。

（1）故障情况下，如果线路或元件的主保护装置动作可快速切除故障，则切除时间可采用式（17-1）进行计算。

（2）故障情况下，如果主保护或断路器不能正确动作来切除故障，而是依靠后备保护动作来切除故障，则故障切除时间较长。例如，元件（线路或变压器）保护或母线保护动作后发出跳闸脉冲，同时启动断路器失灵保护。如果故障元件未能正常跳开，则经失灵保护整定延时后由失灵保护动作跳开其他元件以切除故障，失灵保护动作切除时间可采用式（17-2）进行计算

$$t_c = t_1 + t_3 + t_4 \tag{17-1}$$

$$t_c = t_1 + t_2 + t_3 + t_4 \tag{17-2}$$

式中　$t_c$——总切除时间，ms；

$t_1$——主保护动作时间及中间继电器整定时间，ms；

$t_2$——失灵保护整定延时，ms；

$t_3$——断路器全断开时间，ms；

$t_4$——时间裕度，ms。

式（17-1）和式（17-2）中各项数值可通过设备厂家实测或由运行的动作时间统计而得，经验数据和相关说明如下：

1）$t_1$：220kV 及以上线路主保护、主变压器主保护和母差保护的动作时间按 30ms 考虑；线路保护信号从一侧经通道传输至另一侧的延时按 10ms 考虑。主变压器保护动作时间与各侧线路保护相同，母线保护动作时间与相同电压等级线路保护相同；

2）$t_2$：失灵保护整定延时与主接线形式有关，通常一个半断路器接线形式为 200～300ms、双母线接线形式为 300～500ms；

3）$t_3$：500kV（750kV）断路器全断开时间为 40～50ms、220kV（330kV）断路器全断开时间为 60～70ms。220kV 以下断路器的跳闸时间相对较长，可考虑在 220kV 及以上断路器跳闸时间基础上增加 30～50ms；

4）$t_4$：仿真计算故障切除时间在上述两部分时间之和的基础上考虑一定裕度（10～20ms）；

5）由于 1000kV 系统为建设初期，1000kV 线路、母线和主变压器的故障切除时间可参照 500kV 系统执行，并将依据运行后故障统计数据进行调整；

6）根据稳定计算结果，对于继电保护和断路器动作时间不能达到故障切除时间要求的老旧设备，应提出整改要求，完成整改前的故障切除时间可暂按当前实际情况考虑。

综上，220kV 及以上线路、主变压器、母线和直

流系统主保护故障切除时间取值可参照表17-1。其中，主变压器保护动作时间与各侧线路保护相同，因此主变压器故障各侧切除时间宜与相同电压等级线路近端故障切除时间相同；母线保护动作时间与相同电压等级线路保护相同，因此母线故障切除时间宜与相同电压等级线路近端故障切除时间相同。

表17-1 线路、主变压器、母线、直流系统主保护故障切除时间

| 故障元件 | 电压等级及传输容量 | 故障切除时间 |
|---|---|---|
| 线路故障 | 1000kV | 近故障端 90ms，远故障端 100ms |
| | 500kV 或 750kV | 近故障端 90ms，远故障端 100ms |
| | 330kV | 近故障端和远故障端均为 100ms |
| | 220kV | 近故障端和远故障端均为 120ms |
| 主变压器故障 | 高压侧、中压侧、低压侧 | 采用相同电压等级线路近端故障切除时间 |
| 母线故障 | 220～1000kV | 采用相同电压等级线路近端故障切除时间 |
| 直流系统故障 | 传输容量 750MW 及以上 | 60ms 闭锁故障极，160ms 切除滤波器 |

2. 线路重合闸时间

根据统计，输电线路故障多数属于瞬时性故障，采用线路重合闸可以提高系统稳定水平。重合闸方式有单相、三相、停用和禁止。在仿真计算中，通常模拟单相和三相重合闸方式，以一次重合闸过程为例进行模拟分析：系统发生故障→继电器保护动作→断路器跳开→保护复归、重合闸延时（整定值）→断路器合闸。如果断路器合闸成功，则线路恢复正常运行；如果断路器重合闸不成功，则执行继电器保护动作→断路器跳开命令。在重合闸过程中，故障切除时间如前所述，其他三项的时间取值如下：

（1）保护复归时间（线路保护返回时间）数值很小，通常为20ms左右；

（2）重合闸延时由调度运行部门根据各地区电网实际情况进行整定，与系统条件、系统稳定的要求等因素相关；

（3）断路器合闸时间为固有时间，可从厂家实测或经验数据获取。

上述三项统称为重合闸时间，即故障切除后到断路器主断口重新合上的时间。

3. 安全自动装置整组动作时间

安全自动装置执行操作的全过程为：系统发生故障或异常→安全自动装置进行判别或者接收故障命令、控制决策出口→控制措施执行（如断路器跳闸或合闸、直流系统实施控制等）。

（1）安全自动装置判别决策出口时间为50～180ms，需要考虑的影响因素如下：

1）如果装置仅利用就地采集的电气量信息进行判别决策，则动作时间与继电保护快速动作时间相似，考虑时间裕度可取值50ms。

2）如果装置动作判据还需要利用就地的断路器位置信息、其他继电保护装置动作信息、其他厂站发送的故障信息或控制命令信息，则动作时间大幅度增加。按本站接收其他厂站故障信息进行判别为例，估算时间为：110ms（其他站的故障切除时间，综合考虑220kV及以上电压等级）+30ms（其他站安全自动装置动作时间，参照继电保护快速动作时间）+10ms（通道延时）+30ms（本站安全自动装置动作时间，参照继电保护快速动作时间）=180ms。

（2）断路器跳闸时间、合闸时间按前述条款取值。

综上，常用安全自动装置的切机、切负荷整组动作时间可取200～300ms，其中整组动作时间取较小值为就地判别、就地执行操作，取值估算为：110ms（故障切除时间，综合考虑220kV及以上电压等级）+30ms（本站安全自动装置动作时间）+50ms（断路器跳闸时间，取较小值）+10ms（时间裕度）=200ms。

整组动作时间取较大值估算为：180ms（判别决策出口时间、取较大值）+10ms（通道延时）+100ms（断路器跳闸时间、按低压断路器跳闸考虑）+10ms（时间裕度）=300ms。

此外，对于低频低压减负荷装置、失步解列装置的动作时间，分轮分级动作，因此装置的动作时间应根据调度下达的整定值确定。

（3）直流功率调制响应时间可取100ms，直流功率提升和回降速度可根据直流系统动态特性和系统稳定特性整定确定。

（4）当采用可控串联电容器强行补偿作为提高系统暂态稳定控制手段时，应在故障切除后立即向可控串联补偿控制系统发出强行补偿命令。可控串联补偿控制系统自接收到外部强行补偿命令至调整至最大补偿度的时间一般为几毫秒。

## 三、计算内容

### （一）潮流计算

潮流计算是电力系统稳态分析的主要方法，同时也是进行稳定计算的基础。在电力平衡、运行方式安排之后，基于基础数据进行不同方式的潮流计算。

利用仿真计算软件进行潮流计算时，需要确定平衡机组、节点类型、越限门槛、计算步长、计算周期等信息。以下介绍在潮流计算中的一些注意事项：

（1）平衡机的选择。通常可选择系统中大容量机组作为平衡机，平衡机的有功功率、无功功率不应超过正常范围。

（2）按照运行方式、电力平衡，安排与负荷水平匹配的机组出力，保证系统有功功率平衡。

（3）机组和无功调节设备的无功出力要按实际的最大、最小能力来考虑。

（4）正常情况下的初始潮流应满足以下条件：

1）母线电压符合要求，其中电厂母线电压为0.95～1.05（标幺值，以平均额定电压为基准）。

2）利用无功调节措施（机组无功出力、无功补偿装置投退、主变压器分接头调整等），保证无功功率基本实现分层、分区平衡，避免无功功率在不同电压层间、不同区域间（输电线路长距离输送）流动。

3）所有电气元件（线路、主变压器、断路器）不出现过负荷且元件或断面功率在运行范围之内，并满足$N$–1不过负荷的要求。线路长期允许输送功率应考虑温度的影响，主变压器可根据实际情况酌情考虑过负荷能力。

潮流计算结果分析一般包括以下内容：

（1）潮流图分析。潮流图具有直观、清晰的优点。对于完整接线或元件检修的不同运行方式，潮流计算结果可绘制对应潮流图，潮流图上标示或文字说明线路潮流、主要节点电压、主要电厂出力、各分区的计算出力和负荷。

（2）潮流结果表格。为便于对比分析元件、断面功率或节点电压，可以表格形式对不同运行方式计算结果进行归纳总结。

（3）潮流分布结论分析。借助潮流图、潮流结果表格和文字说明，对典型大方式和小方式全网潮流分布进行分析，包括潮流功率分布是否合理、节点电压是否合格、重要输电通道能力是否受限等内容。

### （二）暂态稳定计算

电力系统暂态稳定是指系统在某一运行方式下遭受大扰动后，各同步电机保持同步运行并过渡到新的或者恢复到原来稳态运行方式的能力。电力系统暂态过程包括电磁暂态过程和机电暂态过程，其中电磁暂态过程主要研究扰动后微秒到数秒之间的动态过程，研究内容主要有操作过电压、谐振等；机电暂态过程研究扰动后几十毫秒到数十秒的过程，分析系统受到大扰动后的暂态稳定和受到小干扰后的小干扰稳定性，包括功角稳定、电压稳定和频率稳定。

实际工程中，较多地利用仿真软件进行电力系统机电暂态稳定计算。目前，仿真软件的暂态稳定计算方法有时域法和直接法（又称能量函数法）。

1. 计算前提

利用仿真计算软件进行暂态稳定计算所需的数据构成主要分为以下三部分：

（1）基础数据，如元件参数、模型等。

（2）潮流初始状态数据，即暂态稳定计算应基于潮流计算结果开展。对于同一潮流方式，可以研究不同扰动情况下的暂态稳定水平；或者对于同一扰动，可以对应不同潮流方式进行计算。

（3）扰动元件、扰动类型、故障切除时间、重合闸时间、控制措施等与故障相关的数据，根据实际动作行为进行模拟设置。

（4）其他数据，如计算周期、输出结果内容等。

对于交流系统，短路故障是较为严重的大扰动类型，通常选择短路故障来检验系统的暂态稳定性。由于暂态稳定持续时间较短，计算时间可选择5s左右。

2. 计算内容

暂态稳定计算内容包括过负荷、功角稳定、频率稳定和电压稳定。由于电源送端系统、负荷中心受端系统、功率传输中间断面存在不同类型的安全稳定问题，针对不同系统的电网结构特点，选择对应内容进行计算，以下列出典型系统的计算内容。

（1）电源送端系统。容量较大的火电、水电、风电电源基地，功率送出需求大，但这些电源基地通常与主网或负荷中心距离较远，受限于送出走廊或者投资，电源送端系统的网架相对薄弱，无法满足第二级安全稳定标准甚至无法满足第一级安全稳定标准。过负荷和功角稳定是电源送端系统的重点计算内容之一，根据需要进行频率稳定计算和电压稳定计算。

1）过负荷计算。电力系统元件的过负荷能力包括超过允许正常运行电流（或功率）的数值和持续时间两方面，通常两者成反比关系，即超过电流（或功率）的数值越大、持续时间越短。电力系统过负荷事故由静态（无故障断开）、大事故扰动等造成，元件功率超过自身的热稳定极限。当系统出现过负荷时，如果不及时采取紧急控制措施，则过负荷线路相继跳闸或者线路损坏，功率转移后可能发生连锁恶性事故。

电源送端系统的过负荷计算主要考虑以下情况：

a．当电源送出系统的一回线路或者多回线路无故障或发生故障跳开时，功率转移至送出系统的其他线路，需要研究其他线路是否出现过负荷。

特别需要注意的是，在电源送端系统采用两级电压等级线路送出情况下，即电磁环网结构，正常运行时较高电压等级线路输送功率较大，当较高一级电压等级线路损失后，大量功率转移至较低电压等级线路，而较低电压等级线路的热稳定水平也较低，因此过负荷现象出现的概率较大。

b．当电源基地外送经升压后采用较高一级电压

送出时，比如电厂以220kV电压等级接入系统，升压后经500kV系统外送功率，需利用升压变压器实现功率升压。如果升压变压器正常运行功率较大，当其中一组变压器无故障或发生故障跳开时，需要研究其他升压变压器是否出现过负荷。

c．当电源基地采用交直流并联运行的方式外送时，直流输电系统故障或闭锁后，大量功率转移至交流系统，同样需要研究交流输电线路是否出现过负荷。下列故障情况较为严重：当电源送出的交流线路发生严重故障跳开故障线路不仅使得交流通道受损，而且严重故障导致直流闭锁，因此必须校核剩余交流线路的过负荷状态。

当电源送端系统出现过负荷时，切除部分电源、降低外送功率是解决过负荷问题的有效措施。

2）功角稳定计算。正常情况下，选择电厂送出线路及相邻线路发生Ⅱ类扰动，来监视故障切除后发电机功角是否与系统主网保持同步稳定运行。特殊情况下，需对电厂送出线路及相邻线路发生Ⅰ类特殊情况进行计算分析。比如，当电厂为双回线路送出时，需计算在一回检修情况下、另一回发生单相瞬时性故障重合成功后，发电机功角是否与系统主网保持同步稳定运行。

解决电源送出系统功角稳定问题的有效控制措施是快速切除部分机组，其中切除大容量机组的控制效果好。如果电厂送出线路装设可控串联补偿，则故障后快速启动可控串联补偿强补功能可提高系统稳定水平。如果电源送出采用交直流并列运行方式，交流系统故障后快速提升直流，也可在一定程度提高系统稳定水平。

3）频率稳定计算。如果系统有功功率变动占系统负荷容量比例较小时，依靠负荷和发电机的调节特性可以保证频率波动在允许范围内，可不必研究频率稳定。反之，如果系统有功功率不平衡额度较大，事故扰动导致频率波动幅度大，则应进行频率稳定分析，频率稳定分析时应准确模拟负荷和发电机的调节特性。

以下两种情况的电源送端系统需要进行频率稳定计算：

a．在“大机小网”系统或者孤网系统中，机组占系统负荷容量比例较大，电源送出系统发生故障导致损失大容量机组；

b．电源采用直流送出系统，发生直流闭锁时，大量电源功率过剩导致发电机转子速度增加。

4）电压稳定计算。以下电源送出系统，根据需要开展电压稳定计算：

a．电源经长距离线路接入的系统，线路充电功率大，线路投、退运行带来的电压波动大；

b．大规模风电、光伏等间歇性电源接入的系统，电压支撑不足，无功功率和电压波动大；

c．电源采用直流送出系统中，直流有功功率改变引起无功功率消耗变化，造成送端系统的电压波动大。

（2）负荷中心受端系统。与电源送端系统功率流向相反，负荷中心受端系统需要从外部电网受电满足功率缺额。

1）过负荷计算。负荷中心受端系统的过负荷计算主要考虑以下情况：

a．当受电功率线路一回线路或者多回线路无故障或发生故障跳开时，需要研究其他受电线路是否出现过负荷。与电源送出系统相似，电磁环网结构中当较高电压等级线路跳开时容易导致较低电压等级线路过负荷。

b．当受端系统降压变压器无故障或发生故障跳开时，需要研究其他降压变压器是否出现过负荷。

c．当负荷中心采用交直流并联运行的方式受电时，直流输电系统故障或闭锁后，需要研究交流受电线路是否出现过负荷。

当负荷中心受端系统出现过负荷时，根据过负荷程度分级切除部分负荷。

2）功角稳定计算。负荷中心受端系统的功角稳定性较好。如果只有小电源且电源结构较强，一般不需要进行功角稳定计算。如果负荷中心受端系统有大容量电源接入，也需计算电厂附近故障时的功角稳定。

3）频率稳定计算。负荷中心受端系统的频率稳定性与负荷水平、旋转备用、损失电源数量相关。计算时可选择较为不利的方式：小负荷、少旋转备用、损失大电源，其中损失大电源包括机组跳闸或者被切除、直流闭锁、输电通道受阻等。

对于多直流向负荷中心送电的受端系统，需要考虑多直流闭锁的严重情况。

4）电压稳定计算。由于电力系统电压与无功功率紧密相连，负荷中心受端系统的电压稳定计算考虑以下情况：

a．如果负荷中心受端系统的无功电源不足、无功负荷过大、无功损耗和电压损耗大，则需研究低电压问题。低电压问题的有效控制措施为减少无功消耗、增加无功电源供给，如当地发电机多发无功、切除电抗、投入电容、切除末端负荷等。

b．如果负荷中心受端系统的无功负荷损失较多，则需研究过电压问题。与系统出现低电压相反，系统无功功率过剩可能导致过电压。此时，通常减少无功电源供给、增加无功消耗，如发电机少发无功、切除电容、投入电抗等。

3. 功率传输中间断面

功率传输中间断面的过负荷情形较多，如电源送端系统逐级外送、多个电源汇集、区域电网的电磁环网结构、环网结构导致功率方向改变等。主要解决方案如下：

（1）如果因为电源送出、汇集而导致功率传输中间断面出现过负荷、功角稳定等，则研究内容和控制手段与电源送端系统相似。

（2）如果因为负荷中心需求而导致功率传输中间断面出现过负荷、频率稳定、电压稳定等，则研究内容和控制手段与负荷中心受端系统相似。

（3）对于电网结构较为薄弱的“大机小网”系统，机组多发电时需关注电源送出问题，机组不发电或少发电时需关注负荷受电问题。

4. 计算结果

暂态稳定计算监视和输出内容包括：发电机出力、功角、频率、电压变化；发电机之间功角差；支路（线路、变压器等）功率变化；节点（母线）电压变化等。上述输出结果可以使用曲线形式或报表数值形式。

（三）动态稳定计算

动态稳定计算是研究电力系统遭受扰动后，在自动调节和控制装置的作用下，能否保持长过程的稳定运行。下列情况发生一种或多种时就应进行长过程的动态稳定计算：

（1）系统中有大容量水轮发电机和汽轮发电机经较弱联系并列运行；

（2）采用快速励磁调节系统及快关气门等自动调节措施；

（3）有大功率周期性冲击负荷；

（4）电网经弱联系线路并列运行；

（5）分析系统事故有必要时。

动态稳定计算中，系统受到扰动后的动态过程较长，发电机和负荷的调节特性显现出来，因此计算时间可选择 20s 及以上。仿真计算时，各类元件采用详细模型参数，即发电机采用次暂态电势变化的详细模型、考虑同步电机的励磁调节系统和调速系统、考虑系统中各类调节控制系统的动作特性及负荷的电压和频率特性。

通常利用仿真计算软件中的小干扰分析模块来进行动态稳定计算，输出结果为特征值、特征向量、阻尼等内容。依据动态稳定分析结果，可确定系统阻尼和振荡模式，并对敏感断面的潮流控制、提高系统阻尼特性、机组 PSS 和调速系统的配置和参数设置及其他控制措施提出要求。

与暂态稳定计算相似，动态稳定仿真计算基于潮流计算结果而开展。

## 四、计算结论分析

（1）根据计算水平年的电源装机、负荷水平、开机方式，给出对应运行方式下的电力盈亏状况。

（2）描述计算方式，包括联网方式、开机方式、主要设备投运状态、发电或负荷调整情况等内容，绘制与主要潮流方式相对应的潮流图；分析计算结果，包括主要元件、断面的功率大小和节点电压水平等内容，可将潮流计算结果以表格形式列出，便于对比分析，示例见表 17-2 和表 17-3。

事故情况下的支路功率、节点电压统计可参照使用表 17-2 和表 17-3，需增加断开元件的信息。

**表 17-2　研究断面和支路功率分布计算结果**　（MW 或 Mvar）

| 名　称 | | 潮流方式 1 | 潮流方式 2 | … | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 断面 1 | 支路 1（节点 1→节点 2） | | | | |
| | 支路 2（节点 1→节点 2） | | | | |
| | … | | | | |
| 断面 2 | 支路 1（节点 1→节点 2） | | | | |
| | 支路 2（节点 1→节点 2） | | | | |
| | … | | | | |
| … | | | | | |
| 支路 l1（节点 1→节点 2） | | | | | |
| 支路 l2（节点 1→节点 2） | | | | | |
| … | | | | | |

注　1. 本表格可用于统计断面各支路的功率，也可统计不同断面各支路的功率。
2. 支路包括线路、变压器等。
3. 支路功率的节点 1→节点 2 表示流向方向，规定“+”表示节点 1 流向节点 2，反之“−”表示节点 2 流向节点 1。
4. 备注栏可列出设备型号、稳定极限、线路是否同塔架设等信息。

**表 17-3　节点电压计算结果**　（kV）

| 名称 | 潮流方式 1 | 潮流方式 2 | … |
|---|---|---|---|
| 节点 1 | | | |
| 节点 2 | | | |
| … | | | |

（3）暂态稳定和动态稳定的计算结果多以曲线图表示，包括功角变化、节点电压变化、支路功率（或电流）变化、频率变化等曲线。不同故障情况下的稳定计算结果统计可参照表 17-4。

表 17-4 稳定计算结果

| 故障支路 | 故障地点 | 故障类型 | 潮流方式 1 | | … |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 稳定结论 | 控制措施 | |
| 支路 1 | 节点 1 侧 | | | | |
| | 节点 2 侧 | | | | |
| 支路 2 | 节点 1 侧 | | | | |
| | 节点 2 侧 | | | | |
| … | | | | | |

注 1. 根据需要可选择对故障支路两侧或者单侧发生故障进行计算。
2. 根据电网特点，故障类型按照本章的扰动类型进行选择。
3. 稳定结论可包括：存在何种稳定问题，稳定状况属于稳、不稳、临界哪种情况。
4. 控制措施栏填写是否采用控制措施以及控制强度。

## 第三节 电力系统安全稳定控制研究与设计

### 一、设计阶段及内容

（一）工程可行性研究阶段

在电网输变电工程可行性研究和电源接入系统设计均简称为工程可行性研究阶段。

根据输变电可行性研究和电源接入系统设计的内容深度规定，此阶段依据一次系统推荐方案网架，对工程投产后的电力系统安全稳定问题进行简要分析，确定电网安全稳定水平的大致状况，并明确是否有必要进一步开展安全稳定专题方案研究，工程中通常有以下四种情况：

（1）如果工程投产对系统安全稳定影响显著，且系统存在安全稳定问题，则在可行性研究阶段明确开展专题方案研究的必要性，并于电网（电源）主体工程中估列实施安全稳定控制所需费用。

（2）如果工程投产后系统安全稳定问题相对简单或者控制策略较为清晰，则可直接在输变电可行性研究和电源接入系统设计报告中提出控制和实施方案，并直接计列费用，而不进行专题方案研究。

（3）如果工程投产后提高了系统安全稳定水平，满足运行要求，需在可行性研究阶段明确提出不采取控制措施。

（4）如果工程设计前期阶段完成距离工程投产年限较长、存在的不确定因素多，因边界条件变化导致与工程设计前期阶段的安全稳定计算初步结论偏差大，而且工程规模较大，可提出在工程投产前对电力系统安全稳定进行校核分析。

（二）工程设计阶段

安全稳定控制设计源于工程可行性研究阶段，是电网（电源）主体工程的一部分，因其特殊性，对于问题相对复杂或者此部分投资相对较多的项目，通常将安全稳定控制作为主体工程的一个子项，设计流程包括专题方案研究、初步设计和施工图设计阶段，实施过程中按照实际需求，某些阶段可合并或略去。安全稳定控制研究设计需与主体工程同步实施。

专题方案研究完成并经评审后，如果需要实施控制措施，开展安全稳定控制装置的初步设计、施工图设计等工作。

（1）在初步设计阶段，根据专题方案研究的控制方案和装置配置结论，详细研究装置的功能及实现方式，包括输入/输出量、控制策略、与其他设备之间的接口、组屏方案及屏柜位置、通信通道、投资概算等内容。

（2）编制设备技术规范书，完成设备采购。

（3）确认设备资料，完成施工图设计。

（三）独立二次专项工程

在电网实际运行中，存在振荡中心、低频低压减负荷方案、动态稳定等单项特殊问题需要开展专题方案研究，可计列独立二次专项工程，校核现有安全稳定控制方案是否适应运行需要，对运行提出合理化建议。独立二次专项工程的安全稳定设计环节与电网输变电和电源接入系统工程相似。

### 二、专题方案研究

如果在工程可行性研究阶段或独立二次专项工程提出了安全稳定控制专题方案研究，则以工程审定或当前确定的一次网架为基础，进行详细的计算分析，找出系统存在的安全稳定问题和薄弱环节，提出科学合理的解决方案，进行装置配置，确定投资规模。

（一）研究内容及方法

1. 安全稳定计算分析

计算分析是实施安全稳定控制方案最为重要的环节，是后续环节的前提和基础，包括以下内容。

（1）收资准备。安全稳定计算分析是针对某项工程接入系统后系统稳定水平的研究，因此除了收集投产工程的情况以外，还需要收集地区电网的其他资料。

1）投产工程资料：工程投产年、一次系统接入方案、与工程相关的厂站电气主接线等；

2）地区电网的其他资料：计算数据（电网网架、电源、负荷）现状、与工程投产年对应的电网网架、装机规划、负荷增长、运行方式、安全稳定控制现状等。

（2）电力平衡。电力平衡与电力系统一次系统相同，根据装机规划、负荷预测、开机安排进行电力平

衡分析，确定电力盈余、功率流向。

（3）数据建模。按照仿真计算软件的格式要求，将全部元件录入计算数据中。

对于主干电网，通常220kV及以上网络的信息应完整录入计算数据中，低电压等级的数据等值于所连接的220kV及以上母线。对于低压电网，应将所研究电压等级的信息录入计算数据中，可对更低电压等级的数据进行等值简化。

如果首次建立研究系统的仿真计算数据，则需要建立与工程投产时电力系统相对应的全部数据，包括已有系统的基础数据和即将投产工程的所有信息。如果利用已有数据进行修改更新，则梳理工程投产年数据与已有数据的差异，保证计算数据的准确性。

（4）仿真计算分析。

1）首先根据电力平衡结果，确定潮流方式。为暴露不同情况下的安全稳定问题，应对多种潮流方式分进行析计算。

2）基于潮流计算结果，开展暂态稳定计算、动态稳定计算。监视系统的功角稳定、电压稳定和频率稳定状况。

（5）结论分析。对大量计算分析结论进行汇总、归纳总结。

2. 控制方案研究

基于仿真计算结论，根据正常方式、检修方式、特殊方式不同情况下发生事故的控制要求，提出合理的控制方案。

（1）描述地区电网安全稳定问题及控制现状。工程投产或者运行方式改变均会对电力系统安全稳定水平产生影响，因此在重新评价系统稳定状况之前，需将现状调查清楚。

（2）通过详细的计算分析结论，列出本工程需要解决的安全稳定问题，针对安全稳定问题提出有效的解决措施。对于存在安全稳定问题的系统，可按以下思路对控制方案和运行方式提出建议：

第一种情形：如果系统存在的安全稳定问题较为显著，严重影响送（受）电，而且研究运行方式和故障情形发生概率较大，则应采取科学合理的控制措施来保证电力送出（供给）。为避免控制措施过于复杂化，可采用控制手段与运行方式调整相结合的方法；

第二种情形：如果系统安全稳定问题相对轻微，对正常的送（受）电影响不显著，或者导致系统安全稳定问题的事故概率较小，则可从主动调整运行方式的角度出发，避免安全稳定问题发生，而不考虑事故情况下采取安全稳定控制措施来解决稳定问题。

（3）比较不同控制方案。如果解决工程投产后系统安全稳定问题可采取不同的控制方案，则应根据运行方式安排和控制措施的可实施性、合理性，进行综合比较，提出科学的控制方案。不同控制方案比较时应综合考虑必要性、有效性、可实施性（控制对象能否被控、通信通道能否满足等）、经济性等因素。

比如，某一故障情况下，当线路L出现过负荷时，采取以下四种控制方案之一可以避免线路过负荷，对不同的控制方案的比较见表17-5，可根据实际情况选择控制方案。

**表17-5　控制方案比较**

| 序号 | 控制措施 | 控制效果 | 方案比选 |
|---|---|---|---|
| 1 | 正常情况下限制潮流300MW，故障情况下不需要采取控制措施 | 避免线路过负荷 | 如果限制潮流对电源、负荷无明显影响，运行方式安排容易，则优先采取此项措施 |
| 2 | 正常情况下不限制潮流，故障情况下切除风电机组共350MW | 避免线路过负荷 | 如果限制潮流对电源、负荷影响显著，而且必须采取控制措施，由于切除风电的损失相对小一些，则可考虑优先切除风电机组，即比较措施2、3而优先选择措施2 |
| 3 | 正常情况下不限制潮流，故障情况下切除火电机组300MW | 避免线路过负荷 | |
| 4 | 正常情况下限制火电机组出力100MW，故障情况下切除风电机组共250MW | 避免线路过负荷 | 在措施2、3基础上，如果对风电的控制强度过大，同时不希望对火电机组实施控制，则优先采取此项措施 |

3. 装置配置

（1）配置原则。安全稳定控制装置（以下简称稳控装置）属于安全自动装置，装置的配置应以安全稳定计算结论为基础，应依据电网结构、运行特点、通信通道情况等条件合理配置，配置方案应能对系统存在的各种稳定问题实现有效控制并与稳定计算分析结论一致。主要配置原则如下：

1）稳控装置的重要性等同于继电保护设备，因此220kV及以上电压等级需实现双重化配置装置，还要求每套装置的直流电源、输入回路、动作出口、通信通道相互独立；

2）稳控装置属于电力系统二次控制设备，存在误动、拒动的可能，因此装置配置应简单、可靠、实用，尽量减少与继电保护装置的联系；

3）装置配置时尽可能采用就地控制和分层分区控制，采用通过国家级鉴定的、有成熟经验、简单、可靠、有效、技术先进的分散式装置；

4）如果拟实施控制措施的厂站目前已配置安全稳定控制装置，则应充分利用现有装置。配置装置时尽可能结合电网规划，考虑装置的硬件应具有一定的

通用性，软件应实现模块化，并具有良好的扩展性和适应性。

（2）配置方案。确定控制方案并遵循上述配置原则，提出工程的稳控装置配置方案，包括所有控制站点的稳控装置及配套的通信接口设备，稳控系统配置方案示意如图 17-1 所示。在图 17-1 中，稳控装置、通信接口设备均为双重化配置，控制站之间利用不同路由的通信通道传送信息，分别构成两套相互独立的稳控系统。

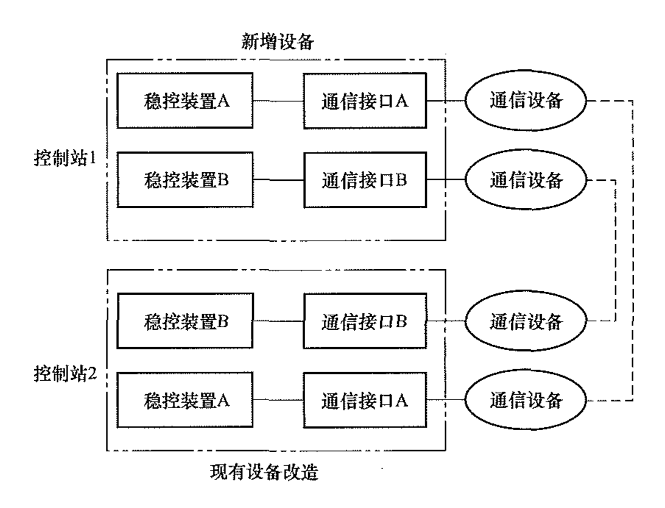



图 17-1　稳控系统配置方案示意图

4. 远传信息及通道需求

根据控制方案，如果控制站之间需要利用通信通道传送信息，则应组织通道实现信息传送。传送信息的内容通常有运行工况（如功率、电压）、故障信号、控制命令（如切机、切负荷、解列）等。

为保证安全稳定控制信息安全可靠传输和快速执行，通信通道优先采用光纤通道。对于双重化配置的稳控装置，应采用不同路由（或不同光纤）的通信通道来传送信息。

5. 设备配置及投资估算

（1）根据控制方案详细列出所有设备配置，并按资产进行分类。

（2）参照设计所在年份的设备限额指标、最新类似工程设备招标价格，进行投资估算。

6. 主要结论与建议

（1）系统安全稳定问题小结，重点论述工程投产对稳定水平的影响。

（2）控制方案小结。

（3）对运行方式安排做出合理化建议。

（二）实例分析

以下选择某一直流输电工程的安全稳定控制专题方案研究进行实例分析。

1. 电力系统概况

（1）全网概况。研究区域全网划分为四个省级电网，经联络线实现省间电网之间的相互联系，经背靠背换流站 C 与其他区域电网相联系。

（2）直流输电工程概况。该直流输电工程送端始于煤炭电源基地，经 900km 左右的直流输电线路至负荷中心，直流双极设计输送容量为 3000MW。

1）直流送端系统：采用交直流并列运行方式，三座电厂作为送端电源，分别接入送端换流站 A、开关站。其中电厂 1 一、二期（2×500MW+2×600MW）经 2 回部分同塔架设且装设可控串联补偿装置的 500kV 交流线路（L1、L2）接入省级电网 1 的变电站 1，单回线路长度接近 400km；电厂 1 三期（2×600MW）经 2 回同塔架设 500kV 交流线路（L11、L12）直接接入送端换流站 A。电厂 1 一、二期和三期为同一电厂，500kV 母线经母联断路器相连。电厂 2（2×600MW）和电厂 3（2×600MW）分别经 2 回同塔架设 500kV 交流线路（L3、L4 和 L5、L6）接入开关站，开关站—送端换流站 A 为 2 回同塔架设 500kV 交流线路（L7、L8）。交直流送出三座电厂的电源总装机容量为 5800MW。

正常情况下，直流送端采用交直流并列运行方式，同时也存在直流孤岛运行方式。

直流送端所在地区电力系统以 220kV 电压等级为主干网，直流送端系统与地区系统无直接电气联系。

2）直流受端系统：受端换流站 B 经 2 回 500kV 同塔架设交流线路（L9、L10）接入省级电网 3 的 500kV 变电站 2。

该直流输电工程示例接线示意如图 17-2 所示。

2. 电力平衡

由于本工程投产影响所在区域全网的潮流分布，因此对全网进行电力平衡。以工程投产年作为设计水平年。

（1）负荷预测：以专题研究年份的实际负荷为基准，选择负荷增长率（负荷增长率参考相关的电网规划报告），分别预测出各个省级电网不同地区水平年的负荷。

（2）电源规划：依据相关的电网规划报告，统计出水平年研究全网各地区的装机，包括火电、水电（含抽水蓄能）和风电。

（3）电力平衡：对不同负荷方式分别进行全网和分地区的电力平衡。本工程着重研究直流送端系统的电源送出带来的安全稳定问题，送端系统电源全部满出力或者少备用（5%左右），而其他地区机组备用相对偏大。电力平衡中，区间电力盈亏形成的功率流向大小，参照输电断面的功率限额来控制。

3. 潮流计算

依照电力平衡和实际运行方式，确定仿真计算的

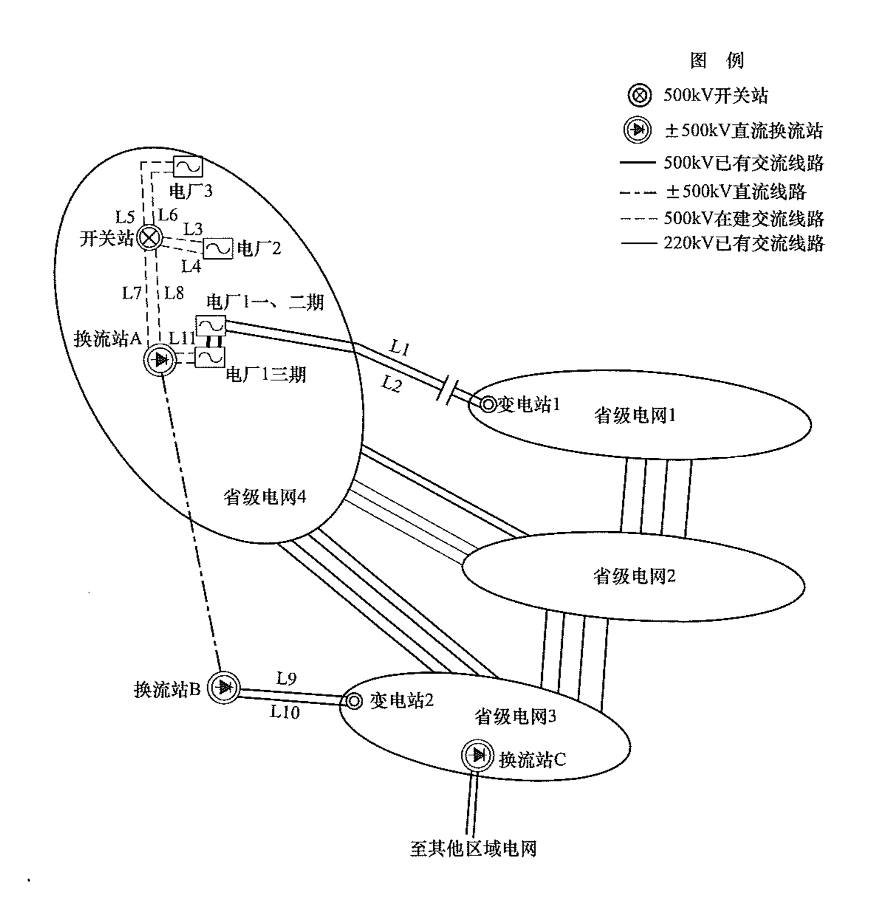



图 17-2　直流输电工程示例接线示意图

典型潮流方式。

（1）直流送端系统、输电断面主要存在电源无法正常送出的问题，因此选择外送功率较大的冬腰负荷作为主要计算方式进行研究。计算分析以交直流并列运行方式为主，同时也对直流孤岛方式进行分析。

（2）直流受端主要存在失去大电源的供电问题，因此选择受电功率较大的冬大负荷作为主要计算方式进行研究。

（3）当系统损失大电源时，全网频率异常甚至失去稳定。事故情况下系统频率变化与电源损失数量、全网总负荷水平、全网旋转备用密切相关。因此，选择不同负荷水平、不同旋转备用对全网频率稳定进行研究。

由于本工程投产后直流送端系统、输电断面、直流受端系统存在不同类型的安全稳定问题，因此应分类进行研究。

4. 直流送端系统暂态稳定计算分析

（1）过负荷分析。从以下四方面关注直流送端的过负荷问题：

1）由于直流送端系统为交直流并列运行共同实现电源外送，需研究直流通道外送受阻功率转移至交流通道是否引起交流通道过负荷，即当直流单极闭锁或双极闭锁时，分析线路 L1、L2 是否过负荷。如出现过负荷，可采取切除送端机组的控制措施。

2）交流外送通道潮流较重情况下再发生故障，即直流单极或低功率运行而电源机组仍正常满出力，分析线路 L1、L2 单回断开、另一回线路是否出现过负荷，以及变电站 1 至主网及主网内输电断面的 500kV 线路或主变压器是否出现过负荷。如出现过负荷，可采取切除送端机组的控制措施或者提出限制机组开机出力的建议。

3）电厂 2、电厂 3 接入系统后再共用线路 L7、L8 至换流站 A，两座电厂满出力情况下两回线路潮流较重，分析单回线路断开时另一回线路是否过负荷，如出现过负荷，可采取切除电厂 2、电厂 3 机组的控制措施。

4）电厂 1 为交直流通道的连接点，分析三期和一、二期联络断路器是否过负荷及相应控制措施。

（2）功角稳定分析。

1）当直流单极闭锁、双极闭锁时，系统的功角稳定分析。

2）当直流送端交流系统发生故障时的功角稳定分析。重点研究图 17-2 中的所有交流线路同塔双回线发生跨线故障、一回线路检修另一回线路发生三相

故障时，系统的功角稳定及控制措施分析。需关注换流站A附近的500kV交流系统发生故障对直流功率的影响分析。

3）当变电站 1 至主网及主网内输电断面的500kV 系统（线路、主变压器）、邻近的重要 220kV线路发生故障时，系统功角稳定及控制措施分析。

（3）送端直流孤岛方式分析。送端直流孤岛方式运行时，不存在功率转移的问题，因此安全稳定问题相对简化，可从以下三方面考虑：

1）当直流单极闭锁或双极闭锁时，分析接入直流通道三座电厂机组的功角稳定、频率稳定及控制措施；

2）直流送端交流系统发生故障时的功角稳定分析与交直流并列运行方式相同；

3）交直流并列运行转为孤岛运行的分析。

（4）直流调制的作用分析。当交流系统发生故障或直流单极闭锁时，直流调制提高系统过负荷能力、功角稳定性的分析。

（5）可控串联补偿的作用分析。交流输送通道线路（L1、L2）装设可控串联补偿是本项目的特殊之处。在交流系统发生故障后瞬时实施强补，不同程度地提高系统同步稳定性。在上述功角稳定分析中，研究可控串联补偿强补投入对系统稳定水平的影响。

5. 直流受端系统计算分析

直流受端系统不存在功角稳定问题，主要存在大电源损失后的负荷供电问题，重点关注过负荷和电压稳定问题。

（1）过负荷分析。考虑直流满功率运行方式和功率提升方式，重点关注换流站 B、变电站 2 以及附近主网 500kV 系统发生故障是否引起其他线路或主变压器过负荷，如果出现过负荷，应减少直流功率输入主网，采取闭锁或者回降直流的控制措施。

（2）电压稳定分析。在直流单极闭锁或受端换流站 2 回 500kV 线路（L9、L10）同时断开情况下，分析受端系统是否存在电压稳定问题。如果存在电压稳定问题，则应采取切负荷的控制措施。

6. 全网频率稳定分析

当系统损失大电源时，全网频率发生变化，因此针对全网来分析频率稳定。全网频率稳定需与其他稳定问题及对应的控制措施结合在一起研究。本项目针对以下内容进行频率稳定研究：

（1）不同负荷水平、不同旋转备用，如果损失1500MW 电源（直流单极闭锁），全网频率变化及控制措施分析。

（2）不同负荷水平、不同旋转备用，如果损失3000MW 电源（直流双极闭锁），全网频率变化及控制措施分析。

（3）不同负荷水平、不同旋转备用，如果损失5800MW 电源（送端电源全部损失），全网频率变化及控制措施分析。

（4）风电机组对系统频率的影响及控制措施分析。项目投产时，一些早期投产的风电机组不能完全满足频率、电压穿越要求，因此有必要分析失去大容量电源后，系统频率（或受端电压）下降可能引起哪些范围的风电机组自动脱网，避免加剧电源缺额、事故恶化。

7. 安全稳定控制方案研究

（1）直流送端控制方案。直流送端控制系统主要解决大容量电源送出引起的过负荷、功角稳定问题，控制手段包括切机、解列交直流、直流紧急调制、启动可控串联补偿强补。

（2）直流受端控制方案。直流受端控制方案的核心是事故情况下减少功率供给，有以下两个途径：

1）由于正常情况下电网经换流站 C 向其他电网送电，严重事故情况下，为降低电源损失后的电力供给，考虑减少或停止向其他电网供电，因此考虑经换流站 B 的稳控装置向换流站 C 发送直流控制命令，实现闭锁直流或回降直流。

实例工程安全稳定控制方案示意如图 17-3 所示。

2）全网切负荷控制方案。由于本工程投产后存在大容量电源损失的风险，而且对全网频率及受端系统的电压水平产生影响，经方案比较，考虑对全网实施低频低压减负荷控制方案，采用分散型装置。全网切负荷控制方案研究完成以下内容：

a. 统计全网低频低压减负荷装置配置和定值整定；

b. 根据不同方式下分级切负荷的计算分析结果，确定不同事故情况下切负荷控制量和控制点；

c. 提出切负荷控制点的装置配置方案，利旧、改造或更换、新增。

8. 通信通道组织

根据上述控制方案，如果控制站之间需要传送安全稳定控制信息，则控制站之间应组织通信通道。为满足通信通道双重化和可靠性要求，控制站之间采用不同路由或不同光纤复用（或专用）通道。

9. 装置配置及结论

本工程直流送端将 500kV 厂站全部设为控制站，新增装置，同时对变电站 1 及相邻变电站现有装置的控制策略进行修改；直流受端换流站 B 和变电站 2 也设为控制站，新增装置。

对直流送端交直流系统和受端系统的安全稳定问题、全网频率问题以及相应的控制方案分别进行总结。

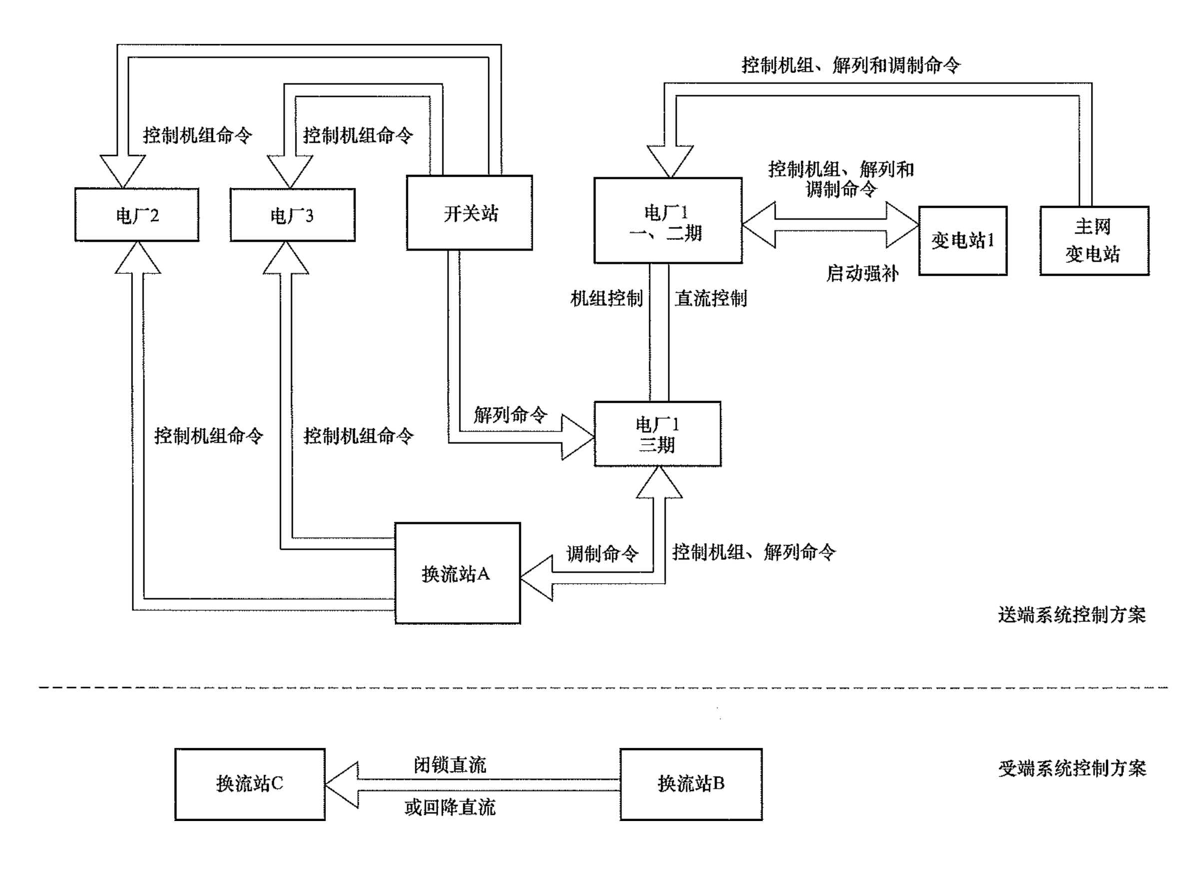



图 17-3　实例工程安全稳定控制方案示意图

## 第四节　电力系统安全自动装置

电力系统安全自动装置是防止电力系统失去稳定性和避免电力系统发生大面积停电事故的自动保护装置。当电力系统受到故障冲击时，电网结构或潮流发生较大变化，安全自动装置有助于将电力系统的状态恢复到比较稳定的运行状态，因此电力系统安全自动装置是电力安全稳定运行的重要保障，是电力系统运行中不可或缺的一部分。

目前，电力系统运行中在第二、三道防线主要配置和使用的安全自动装置有安全稳定控制装置、自动解列装置、自动低频减负荷装置、自动低压减负荷装置、高频切机装置等。

### 一、安全稳定控制装置

安全稳定控制装置（以下简称稳控装置）是指为保证电力系统在遇到第二级安全稳定标准的大扰动时的稳定性而在电厂或变电站（换流站）内装设的自动控制设备，可实现切机、切负荷、快速减出力、直流功率紧急提升或回降等功能，是确保电力系统安全稳定运行的第二道防线的重要设施。

稳控装置可根据控制需要，在各厂站分散装设，利用本地信息执行分析判断和控制功能；也可根据区域或系统稳定控制的需要，与其他厂站通信，构成安全稳定控制系统。

（一）主要配置原则

稳控装置的配置应以安全稳定计算分析结论为基础，并依据电网结构、运行特点、通信通道情况等条件合理配置，配置方案应能对系统存在的各种稳定问题实现有效控制，并且与稳定计算分析结论一致，必要时应进行配置方案的技术经济评价。

稳控装置的配置及构成应符合 GB/T 26399《电力系统安全稳定控制技术导则》和 GB/T 50703《电力系统安全自动装置设计规范》的有关规定，按照电力系统安全稳定运行的三级标准确定。具体设计时可以考虑参考下述原则：

（1）稳控装置同继电保护装置一样，应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

1）可靠性是指装置该动作时应动作，不该动作时不动作；

2）选择性是指应根据事故特点，按预期要求实现装置控制作用；

3）灵敏性是指装置的启动和判别元件，在故障和异常运行时能可靠启动和进行正确判断；

4）速动性是指稳控装置要尽快动作，限制事故影响，应在保证选择性前提下尽快动作。

（2）稳控装置的控制措施包括切机、切负荷、解

列、直流调制等，可根据工程情况选择确定控制措施及组合顺序。各种控制措施应协调配合，保证稳控装置动作的有效性和选择性。

（3）对于防止暂态稳定破坏的控制措施，要求控制速度快，稳控装置的配置范围不宜过大。对于简单的稳定控制措施，尽量采用就地稳控装置；对于复杂的稳定控制措施，宜采用由各厂站经通信通道构成的分层分区的安全稳定控制系统。

（4）220kV 及以上电压等级的稳控装置应采用独立式装置，具有独立的投入和退出回路，不应与保护、测控等其他装置合用。

（5）220kV 及以上电压等级重要厂站的稳控装置应双重化配置，其中一套因故障或检修退出运行时，不影响另一套装置的正常运行。

（6）稳控装置应采用微机型装置，且应是通过国家或行业级鉴定、有成熟运行经验、技术先进的装置。

（7）稳控装置应简单、可靠、实用，尽量减少与继电保护装置间的联系。

（8）设计稳控装置配置方案时应充分考虑利用已有装置。

此外，对于系统出现的极端特殊运行工况，若无法找到合适的稳定控制措施或稳控装置配置过于复杂，应优先考虑调整系统运行方式予以解决。

### （二）功能及技术要求

稳控装置的基本功能构成为：输入、输出、运行状态识别及控制策略等。通过通信通道构成安全稳定控制系统的稳控装置还应具备远方通信功能。

#### 1. 输入

稳控装置的输入一般包括模拟量输入和开关量输入。

（1）装置根据模拟量输入信息，正常运行时计算出线路、主变压器、机组等元件的潮流，事故情况下根据模拟量输入的变化判别故障类型。稳控装置需要接入的模拟量由装置控制策略的需要确定。

（2）装置除了接入模拟量信息以外，还应输入必要的开关量信息，利用输入信息确定当前运行方式及进行运行状态识别。

#### 2. 输出

稳控装置的输出主要包括控制命令输出和信号输出两部分。

（1）控制命令输出是稳控装置对就地需要控制的设备或系统发出控制命令，例如：切除线路或主变压器断路器命令输出、切除发电机出口断路器命令输出、调制直流功率命令输出等，控制命令的输出回路应在装置上经连接片控制。

（2）信号输出一般是指稳控装置根据自身的运行状态发出的一些信号，例如：装置动作、装置异常、装置失电、通道告警等。

#### 3. 运行状态识别

（1）电网运行状态的识别（例如元件投、停等）应以电气量作为主要判据，在电气量能够识别时可以不接入开关量。

（2）对于线路或主变压器的潮流存在可能为零的状态，可根据需要接入本侧线路或主变压器的断路器位置信号作为辅助判据。

（3）稳控装置对电网运行状态的识别应优先采用自动识别，辅助采用人工投退连接片方式识别。

#### 4. 故障判别

故障判别是决定稳控装置控制策略的重要依据，稳控装置必须正确识别故障元件及故障类型，做到不误判、不拒判。

（1）稳控装置的故障判别包括线路、主变压器等元件故障跳闸与无故障跳闸、发电机组跳闸、直流单极闭锁、直流双极闭锁等。线路故障包括单相瞬时性故障、单相永久性故障、相间短路故障、三相短路故障等。同杆并架双回线路还应判别跨线故障或相继故障。

（2）稳控装置的故障判据应能正确并唯一区分故障元件和非故障元件，以及各种类型的故障方式和电网异常运行状态，如系统故障、振荡、潮流转移、低频、低电压等。

（3）稳控装置的跳闸判据应以电气量判断为主，对于线路、主变压器等元件，为防止在低潮流时发生误判，可采用断路器位置信号作为辅助判别条件。同时还可根据系统情况，设置一些其他防误的辅助判别条件，如同一断面其他线路功率突增，并联运行的另一台主变压器功率突增等。

（4）稳控装置的无故障跳闸判据应保证在系统出现振荡、大机组退出运行或潮流大规模转移的过程中不误判。在不影响装置整体功能和系统稳定的情况下，无故障判据允许适当的延时。

应注意稳控装置的故障判别功能在不同地区、不同工程应用时有所不同，所采用的故障判别原理也有所区别。

#### 5. 控制策略

控制策略是稳控装置（或系统）实施稳定控制的依据，所有稳控装置（或系统）的控制策略应经详细的稳定计算分析后确定。控制策略一般采用策略表形式，根据稳定计算分析结论确定策略表形式和结构。控制策略表可分为由离线计算分析形式的离线策略表和由在线分析计算形成的在线策略表。

（1）离线策略表一般按系统运行方式分为若干子表，每一子表内根据故障元件、故障类型及相关输电

断面的功率范围列出需要采取的控制措施及控制量。

（2）在线策略表主要是针对电网当前运行方式下的控制策略，通常由稳控装置（或系统）在线计算形成并实时调整。

## 二、安全稳定控制系统

电网安全稳定控制系统（以下简称稳控系统）是指由两个及以上厂站的稳控装置通过通信设备联络构成的系统，实现区域或更大范围的电力系统稳定控制，一般可分为安全稳定控制主站、子站、执行站或安全稳定控制主站、子站。

### （一）区域稳控系统

1. 站间通信方式

（1）触点方式。早期电力系统通信平台以载波、微波为主，安全稳定控制系统站间主要以触点信号方式通过微波、载波传送到对侧。这种方式传送的信息量少，可靠性、实时性较差。

（2）2M 接口方式。光纤通信目前已经成为我国电力系统最重要和最主要的通信方式。安全稳定控制系统的站间通信主要以满足G.703规约的2Mbit/s接口通信为主要通信方式。这种通信方式物理接口、数据链路层接口均已标准化，具有速度快、可靠性高等特点，已经成为当前安全稳定控制系统站间通信的主流通信方式。

（3）专用光纤芯方式。在厂站之间距离较短，且具有直通光缆的场合也可以采用专用光纤芯的方式进行通信。这种通信方式也是光纤通信方式的一种，但需要占用较多的光缆纤芯资源。

2. 主站配置方案和控制模式

目前，区域安全稳定控制系统主站典型的配置方案和控制模式主要有主从式结构和并列式结构。

（1）主从式结构。主从式安全稳定控制系统通常选择1个厂站设置为安全稳定控制系统主站，一般为区域枢纽厂站或控制策略集中的厂站，其他厂站根据安全稳定控制需要设置为子站或执行站。

主从式安全稳定控制系统结构可以由三级装置组成，如图17-4所示，分为主站（厂站A）、子站（厂站B）、执行站（厂站C、D、G等），也可以由主站、执行站两级装置组成，中间不设子站。

主站（厂站A）的主要功能是采集本站运行状态信息和接收各子站的运行状态信息，识别电网的运行方式，在判断系统发生故障时，根据主站控制策略，向各子站发出控制命令。

子站（厂站B）的主要功能是采集本站运行状态信息和接收执行站运行状态信息，并传送给主站。在判断本站系统发生故障或接收到主站控制命令时，根据子站内的控制策略，向各执行站发出控制命令。

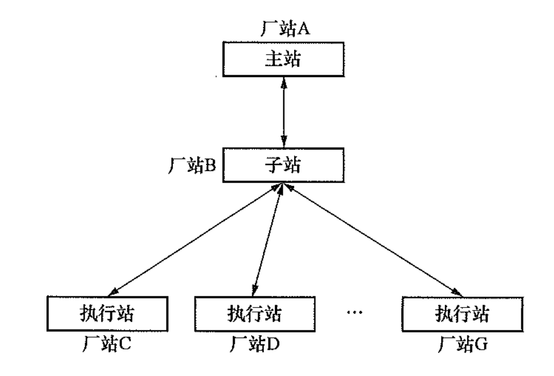



图 17-4 主从式安全稳定控制系统结构

执行站（厂站C、D、G等）的主要功能是采集本站运行状态信息，并传送给子站。在判断本站系统发生故障或接收到子站控制命令时，根据执行站内的控制策略，就地执行安全稳定控制出口措施。

（2）并列式结构。对于某些大型区域安全稳定控制系统，各厂站之间安全稳定控制装置无主从关系，依靠就地采集的运行状态信息，就可以判断系统故障，执行安全稳定控制策略，其典型结构如图17-5所示。

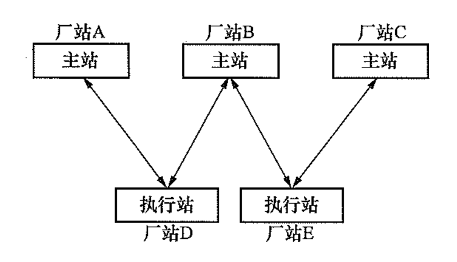



图 17-5 并列式安全稳定控制系统结构

图17-5所示并列式安全稳定控制系统结构中，厂站A、B、C作为区域安全稳定控制系统主站同时并列运行，各自独立采集、独立判断、独立决策，依据就地采集的本站运行状态信息，识别电网的运行方式，在判断本站系统发生故障时，根据主站控制策略，向执行站发出控制命令。

3. 安全稳定控制系统执行站运行模式

对于配置有双套安全稳定控制装置的执行站，两套稳控装置在运行中一般存在以下三种运行模式。

（1）主辅运行且相互闭锁模式。

1）工作原理。两套稳控装置，一套运行于主运状态，另一套运行于辅运状态。主运装置动作后立即向辅运装置发送闭锁命令。辅运装置接收到主运装置的闭锁命令后，立即闭锁相应出口。

辅运装置若在经过一定延时后未接收到主运装置的闭锁命令，则经延时后出口动作，同时发命令闭锁主运装置，主运装置不再出口。

2）主要特点。该运行模式能够防止两套装置因测量误差或决策误差导致的切机对象选择不一致而造成的过切问题，可以实现按照略过切、略欠切或近似

精确匹配切机的整定原则执行切机，能够满足某些大机小网系统精确匹配切机的运行要求。

该运行模式下通常只有主运或辅运装置出口，装置出口至开关的跳闸回路只有一路，未实现真正意义上的双重化。

（2）完全独立、固定出口顺序模式。

1）工作原理。执行站两套稳控装置完全独立。两套装置之间从工作电源、二次回路到出口执行环节完全独立，完全按照各自预先设定的顺序执行出口。

2）主要特点。该运行模式工作原理简单，运行灵活，充分发挥了双重化装置配置的作用，最大限度地减少了拒动的可能性。两套装置之间无通道或无接点联系，一套装置的运行状况不会影响另一套装置的运行状况，能够保证两套装置被切对象选择的一致性。

该运行模式同时还存在一定的缺点。以切机控制措施为例，在这种出口顺序固定的运行模式下，排序在前的机组出力较小时可能造成不必要的过切，比如可能出现切机容量一定但切机台数增多的情况。

（3）交换信息模式。

1）工作原理。执行站两套装置之间通过光纤连接，交换切机命令信息或者交换机组测量信息。

交换切机命令信息：正常动作出口时，执行站A套装置向B套装置传送本装置的切机命令，B套装置根据A套装置的信息进行刷新判断（如有不同，以A套为主），这样可以确保执行站两套装置的切机选择完全相同。

交换机组测量信息：正常工作时，执行站A套装置向B装置定期传送本装置测量的机组开机情况，B套装置根据A装置的信息进行刷新判断（如有不同，以A套为主），这样可保证两套装置进行判别和决策时的基础信息一致。

2）主要特点。

a. A套装置与B套装置的工作电源、二次回路、出口执行环节等完全独立，实现了双重化配置。

b. 这种运行模式既实现了两套装置独立运行，同时又最大限度地保证了两套装置切机选择一致，可以最大程度避免拒动和过切。

c. 由于B套装置接收A套装置信息存在一定延时，若在该延时内机组信息发生快速变化，而装置恰好策略动作需要切机时，存在两套装置切机选择不一致的可能。

d. 若执行站A套与B套装置间光纤通道出现异常，可选择只保留执行站A套装置出口、B套装置不再出口的方式或者A、B两套装置独立出口方式。

4. 安全稳定控制系统与其他系统之间的接口

（1）与直流控制保护系统的接口。

1）与直流控制保护系统接口的装置应能有效地监测直流输电功率的改变，如果直流系统因某种原因，不能按安全稳定控制装置提升（或回降）功率的要求实施直流功率提升（或回降），安全稳定控制装置必须采取其他措施，以保持系统稳定。

2）直流控制保护系统应能接收安全稳定控制装置以无源接点或报文型式向其发送的提升、回降或闭锁直流功率的控制信号。

3）直流控制保护系统向安全稳定控制装置提供的信息包括：直流极1、极2系统输送功率值；直流极1、极2投运和停运信号；直流极1、极2紧急停运信号；直流极1、极2闭锁信号；直流极1、极2系统当前最大可输送功率值。

（2）与串联补偿控制系统的接口。

1）串联补偿控制系统向安全稳定控制装置提供的信息包括串联补偿运行信号；串联补偿停运信号；串联补偿旁路信号；串联补偿度（模拟量信号，可控串联补偿时提供）。

2）串联补偿控制系统应能接收安全稳定控制装置以无源接点或报文型式向其发送的控制命令信号。

（二）在线稳控系统

在线稳控系统是由设置在调度端或枢纽站的在线稳定控制决策主站及厂站端的稳控装置通过通信通道构成的系统，在线安全稳定控制系统具有在线计算、实时匹配的特点。

1. 系统结构

在线稳控系统的构成一般包括在线稳控系统主站、在线稳控系统子站及在线稳控系统通信通道。

（1）在线稳控系统主站：通常安装于调度控制中心，由应用服务器、计算分析服务器及相关网络设备等组成。

（2）在线稳控系统子站：由安装于各厂站端的在线安全稳定控制装置及相关网络设备等组成。

（3）在线稳控系统通信通道：在线稳控系统主站与在线稳控系统子站之间进行信息传输的通信通道。

2. 主站功能

（1）在线安全稳定分析。主站在线安全稳定分析功能是指在线监测电网运行情况，分析电网稳定程度，发现安全隐患，给出预警信息。应具备静态稳定分析、暂态稳定分析、电压稳定分析、频率稳定分析、动态（小干扰）稳定分析等稳定分析功能。

（2）稳定裕度评估。稳定裕度评估可以针对预先指定的以及在线安全稳定分析筛选出的薄弱断面，在保证全系统发电—负荷整体平衡的前提下，通过改变发电和负荷的分布，得到满足各类稳定要求的电网稳定裕度。

（3）辅助控制策略。根据安全稳定在线计算分析结果，在电网可能出现设备过负荷、同步稳定破坏、

断面越限、电压越限、频率越限和低频振荡等紧急状态时，计算可控设备的控制量信息，提供紧急状态下的控制措施。

（4）在线控制策略刷新。将最新生成的在线安全稳定控制策略表通过通信通道下发到各在线稳控系统子站，并保存策略表和相对应的网络拓扑信息和运行状态。

## 三、其他安全自动装置

### （一）自动解列装置

针对电力系统失步振荡、电压崩溃或频率崩溃的情况，在预先安排的适当地点有计划地自动将电力系统解开，或将电厂及电厂所带的适当负荷自动与主系统断开，以平息振荡和保持系统的电压频率稳定。

根据自动解列装置的动作判据，主要将其分为失步解列装置、低压解列装置、低频解列装置三种。

1. 失步解列装置

经过稳定计算，在可能失去同步稳定的联络线上安装失步解列装置，一旦稳定破坏失去同步，该装置自动跳开联络线或者切除电源，将失去稳定的系统（或电源）与主系统解列，以消除失步振荡。

（1）判别原理。目前国内高压电网失步解列装置使用的失步判据主要有以下三种：

1）测量阻抗的变化规律：在失步振荡过程中装置安装点测量到的阻抗值是变化的，利用测量阻抗的变化轨迹作为失步判据，称为阻抗循序判别原理失步判据。

2）电压与电流相位角 $\varphi$ 的变化规律：按照失步过程中相位角 $\varphi$ 的变化规律，把相位角 $\varphi$ 范围划分为6个区域，当相位角 $\varphi$ 满足任一种情况，且检测到联络线电压最低值低于允许定值，则判断为失步振荡，并可确定振荡中心的方向。

3）$U\cos\varphi$ 的变化规律：根据接入点的电压 $U$ 和相位角 $\varphi$，计算出系统振荡中心点的 $U\cos\varphi$，将 $U\cos\varphi$ 的变化范围划分为6个区域，连续跟踪 $U\cos\varphi$ 的变化轨迹是否满足预定的变化规律，满足则判断为失步；同时将振荡过程中检测到的最低电压值作为保护范围的辅助判据和动作的闭锁条件。该判据反应的是系统振荡中心电压的变化规律，概念清晰、明确。

上述第2)、3)点两种判据均能自动适应电网结构变化或运行方式变化，即与系统的运行方式和电网结构无关，只反映测量线路所在断面是否处于失步状态。

（2）解列点的选择。如果将电力系统解列为两个独立的电网来中止失步振荡，则被解开的两部分电网应能尽量保持稳定运行，或在采取一定控制措施后能维持稳定运行。解列点的选择一般应根据稳定计算结果确定。

2. 低压解列装置

当系统发生严重故障造成地区电网电压急剧下降时，考虑在适当地点安装低压解列装置，以保证该地区电网与系统解列后，不会因电压崩溃造成全网事故。

低压解列装置安装地点的选择一般需经过稳定计算，通常装设在系统存在电压稳定（或电压崩溃）的地点，通过直接解列一部分电网或变电站来保证全网其他变电站的电压安全。

3. 低频解列装置

当地区电网出现有功功率不平衡且缺额较大时，考虑在适当地点安装低频解列装置，以保证该地区电网与系统解列后，不会因频率崩溃造成系统全停事故，同时也能保证重要用户供电。

### （二）自动低频减负荷装置

自动低频减负荷装置可在电力系统发生事故出现功率缺额导致电网频率急剧下降时，自动切除部分负荷，起到防止系统频率崩溃，使系统恢复正常，保证电网安全稳定运行和对重要用户连续供电的作用。

1. 自动低频减负荷装置的构成

典型的自动低频减负荷装置系统构成如图17-6所示。整个系统包括 $n$ 级基本级和 $n$ 级特殊级。构成每个单元级的电路（或逻辑）功能是相同的，包括低频测量 $f_c$、延时 $\Delta t$ 及执行ZX三部分，其中 $f_{ci}$（$i$=1，2…$n$）、延时 $\Delta t_i$（$i$=1，2…$n$）为基本级整定值，$f_{csp}$、延时 $\Delta t_{spi}$（$i$=1，2…$n$）为特殊级整定值。目前，数字式低频减负荷装置可通过逻辑计算分别构成独立的减负荷单元。

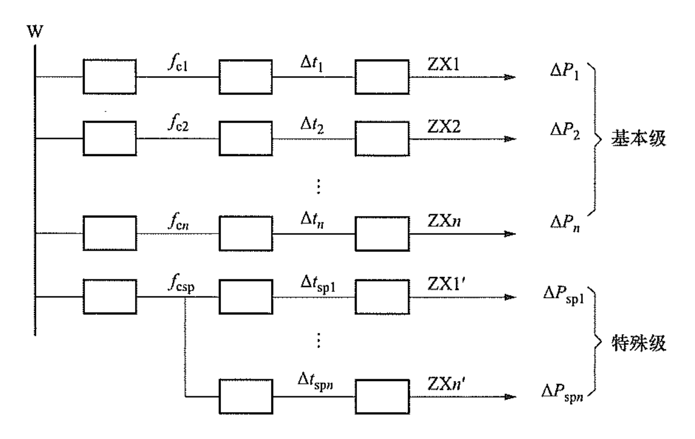



图17-6　自动低频减负荷装置系统构成

基本级的作用是根据系统频率下降的程序，依次切除不重要的负荷，以便限制系统频率继续下降。例如，当系统频率降至 $f_{c1}$ 时，第一级频率测量元件启动，经延时 $\Delta t_1$ 后执行元件ZX1动作，切除第一级负荷 $\Delta P_1$；当系统频率降至 $f_{c2}$ 时，第二级频率测量元件启动，经延时 $\Delta t_2$ 后元件ZX2动作，切除第二级负荷 $\Delta P_2$。如果系统频率继续下降，则基本级的 $n$ 级负荷

有可能全部被切除。

当基本级全部或部分动作后，若系统频率长时间停留在较低水平，则特殊级的频率测量元件 $f_{csp}$ 启动，以延时$\Delta t_{sp1}$ 后切除第一级负荷$\Delta P_{sp1}$；若系统频率仍不能恢复，则将继续切除较重要的负荷，直至切除特殊级的全部负荷。

基本级第一级的整定频率一般为 47.5～48.5Hz，最后一级的整定频率一般为 46～46.5Hz，相邻两级的整定频率差取 0.4～0.5Hz。通常当某一地区电网内的全部自动低频减负荷装置均已动作时，系统频率应恢复到 49.5Hz 以上。

特殊级的动作频率可取 47.5～48.5Hz，动作时限可取 15～25s，时限级差取 5s 左右。

2. 自动低频减负荷装置的闭锁条件

（1）时限闭锁。通过带延时出口的方式实现，主要用于由电磁式频率继电器或晶体管频率继电器构成的低频减负荷装置。

（2）低电压带时限闭锁。该闭锁方式利用电源断开后电压速度下降来闭锁自动低频减负荷装置。

（3）低电流闭锁。该闭锁方式利用电流断开后电流减小的规律来闭锁自动低频减负荷装置。

（4）滑差闭锁。滑差闭锁也称频率变化率闭锁。该闭锁方式利用从闭锁级频率下降至动作级频率的变化速度（$\Delta f/\Delta t$）是否超过某一数值来判断是系统功率缺额引起的频率下降还是电动机反馈作用引起的频率下降，从而决定是否进行闭锁。目前这种闭锁方式在实际中被广泛应用。

（三）自动低压减负荷装置

自动低压减负荷装置是在电力系统发生事故出现电压急剧下降时，自动切除部分负荷，防止系统电压崩溃，使系统恢复正常，保证电网的安全稳定运行和对重要用户的连续供电。

1. 安装地点

自动低压减负荷装置安装地点的选择一般需经过稳定计算，通常装设在系统电压稳定性比较薄弱的地点，能够以较小的负荷切除量来防止系统电压崩溃。

2. 切负荷量

低压减负荷措施能否有效阻止电压下降或崩溃，切负荷量起着决定性的作用。当切负荷量不足时，不能阻止电压下降或崩溃；当切负荷量过大时，有可能出现过电压。自动低压减负荷装置的切负荷量一般应根据稳定计算结果确定。

（四）高频切机装置

高频切机装置是当电力系统有功功率突然出现较多剩余而使系统频率快速升高时，依据事先计算的整定值，切除一定容量的机组以限制系统频率升高的装置，其是保证系统频率稳定运行的一种有效的紧急控制措施。

1. 安装地点

（1）高频切机装置安装地点的选择首先要满足系统频率稳定的要求，即切除相应发电机后能够明显降低系统的不平衡功率。

（2）高频切机装置安装地点的选择还应考虑经济性的要求。一般来说水电机组启停速度较快，经济性好于火电机组。

（3）高频切机装置安装地点的选择不宜过于集中，避免装置动作时系统潮流出现大范围转移。

2. 高频切机轮次配置

高频切机装置应能适用于不同的功率过剩情况，并且能避免一次切机量过多造成系统频率突降，因此，高频切机装置应采取分轮次动作切机的方式。

高频切机装置轮次的配置一般应考虑系统规模、发电机数量及系统对频率控制的精度要求等因素。

## 四、安全稳定控制管理系统

（一）系统建设需求

目前，稳控装置主要装设在各发电厂、变电站内。随着变电站无人值班的建设和推进，需要将装置的告警、运行方式、动作报告、定值等信息随时上送至调控中心。同时，变电站内仅能监视到安全稳定控制系统局部节点装置的运行状况，无法对稳控装置（系统）整体的运行情况进行有效的在线监视与管理。因此，通过建设安全稳定控制管理系统（以下简称稳控管理系统），能够满足调度中心各专业运行人员对稳控装置（系统）的监视和管理需求，实现对电网稳控装置（系统）的远程监视和管理，帮助调度运行人员了解当前稳控装置（系统）在运行中存在的隐患，以便于及时处理消除，有力地提升电网稳控装置（系统）的管理水平，提高电网的安全稳定水平。

（二）系统主要功能

1. 基本功能

（1）信息采集与处理。能够接收并解析稳控装置上送的连接片状态、允切状态、可控量、通道状态、异常告警、动作等信息。

（2）运行监视与告警。能够结合稳控装置的地理分布图和通道联系图，实时显示装置运行/退出、通道正常/异常、是否有异常、是否有动作等运行状态。

（3）定值查询与核对。能够查询稳控装置的定值单，并可将当前召唤定值单保存成基准定值单；能够人工召唤稳控装置的运行定值单，自动与基准定值单进行核对，并将变化的定值项区别显示。

（4）数据交换。为在线安全稳定分析、综合智能分析与告警等应用提供稳控装置的运行信息。

（5）远程控制。支持对稳控装置进行远程控制，

包括投退软压板、更新定值单文件等。

（6）Web信息发布。系统具备Web发布功能，需满足电力系统二次系统安全防护要求。

2. 高级应用功能

（1）策略告警。稳控管理系统通过采集电网的实时状况和稳控装置的运行信息，可实现自动识别当前运行方式，根据运行方式信息查询相关稳控装置的控制定值和控制策略，如当前系统运行状态信息与该方式下稳控装置的控制策略信息不对应，则自动生成告警信息，提醒运行人员。

（2）在线生成控制策略。在稳控管理系统基础上，通过进一步扩充和建设其在线分析计算功能，可以很方便地形成在线稳控系统，实现稳控系统的在线计算、实时匹配。

（三）系统结构

安全稳定控制管理系统一般包括安全稳定控制管理系统主站（以下简称稳控管理系统主站）和厂站端安全稳定控制装置。

稳控管理系统主站一般设置在省级或区域电力调度控制中心，便于调度运行人员对全网或全区域稳控装置（系统）在线监视与管理。稳控管理系统主站软、硬件可以独立建设，也可以与能量管理系统合并建设，在能量管理系统统一的基础平台上实现其相关功能。

稳控管理系统主站的硬件设备主要包括服务器、工作站、交换机、安全防护设备等。

目前，厂站端安全稳定控制装置接入稳控管理系统主站主要有调度数据网接入方式和专线接入方式。

# 第十八章

# 电力系统调度自动化

## 第一节　调度监控类系统

### 一、能量管理系统

能量管理系统是指满足标准化、集成化、智能化要求，能够对电网的稳态、动态、暂态全过程进行实时监视和控制，从而确保电网安全稳定运行的系统。

（一）能量管理系统配置原则

能量管理系统的配置原则如下：

（1）标准化原则。系统应充分支持国际和国家先进技术标准。

（2）集成化原则。系统应能实现系统的资源整合和调度数据的整合及共享，从而实现电网调度信息化和管理现代化，为实现调度智能化服务。

（3）智能化原则。系统应能实现全网安全稳定实时监视和预警、在线智能辅助决策和预防控制，确保电网的安全稳定运行。

（4）实用性原则。系统应针对调度的特点和调度管理体制，配置符合调度需求的实用性功能软件，满足调度运行要求。

（5）可靠性原则。系统应提供保证系统稳定可靠运行的措施。重要的设备、软件功能和数据应具有冗余热备份，并为系统故障的隔离和排除提供快捷的技术手段。

（6）开放性原则。系统应采用开放的体系结构，支持多种硬件平台，支持标准的数据库访问接口、标准的模型接口、标准的网络通信协议，提供开放的第三方开发、编辑环境。

（7）先进性原则。系统应充分吸收借鉴国内外先进技术和最新研究成果，采用面向服务的体系架构、基于安全分区的体系结构和面向设备的标准模型等技术。

（8）安全性原则。系统应保证核心业务数据在存储、传输、使用过程中的完整性、可用性，并满足信息技术防护等级要求。

（二）能量管理系统总体要求

能量管理系统总体框架结构可按照独立建设和一体化建设两种模式考虑。

独立建设的能量管理系统主要由硬件设备及操作系统、实时信息基础平台、电网监控和安全预警应用三部分组成；一体化建设的能量管理系统主要由硬件设备及操作系统、一体化基础平台、电网监控和安全预警应用三部分组成。

（三）省级及以上调度电网监控与安全预警功能

电网监控与安全预警功能主要包括电网稳态实时监视和控制（SCADA）、电网动态安全稳定监视和预警（WAMS）、自动发电控制（automatic generation control，AGC）、电压调整和控制（AVC）、实时网络分析、实时发电计划、在线安全稳定分析和预警、在线调度辅助分析和决策、可视化展示等方面内容。

1. 电网稳态实时监视和控制（SCADA）

SCADA 功能模块主要实现电网实时运行稳态信息的监视和设备控制，可实现的主要功能包括数据采集、数据处理、数据计算和统计、控制和调节、网络拓扑着色、备用监视、稳定断面监视、事件追忆、SOE、计划值管理、历史存储与报表功能。

（1）数据采集。系统应能够采集各类数据源，按照时间的序列排序自动记录数据传输中出现的错误和统计误码率（bit error rate，BER）。各类数据包括模拟量、开关/状态量、BCD 码、脉冲量、SOE 信息、RTU 的复位信号。

（2）数据处理。数据处理功能主要包括模拟量处理、状态量处理、多源数据处理、事件/告警处理和数据质量标志处理等。

（3）数据计算和统计。数据计算和统计功能主要包括计算公式定义、常用标准计算、电能量积分计算、统计功能等。

（4）控制和调节。分为控制方式和控制过程两类。

1）控制方式主要分为遥控和遥调两大类。控制对象主要为断路器、隔离开关闭/合控制，自动装置投/切以及调节变压器分接头位置升、降调节等。

2）控制过程有：①系统提供可选的监控过程以便调度员针对不同的设备选择适当的控制过程。控制操作只限定由授权此类责任的调度员或应用程序来完成。对开关设备实施遥控操作按三步进行，即选点－校验－执行，校验结果显示在画面上，只有当校验正确时，才进行“执行”操作。②遥控/遥调功能可以由事先定义的顺序连续执行或者由调度员逐步执行。顺序控制方式分为连续执行方式和单步执行方式。

（5）网络拓扑着色。网络拓扑着色用于根据网络拓扑结构和断路器、隔离开关的实时状态，确定系统中各种电气设备的带电、停电、接地等状态，并在系统单线图和厂站图上用不同的颜色表示出来。

（6）备用监视。备用监视用于实现有功备用和无功备用，从而降低电网发生意外事故的风险。备用方式可分为旋转备用、非旋转备用、运行备用等。备用元件包括机组（水电、汽轮机、燃气轮机）、水泵、可中断负荷以及从网外购买的备用。

（7）稳定断面监视。稳定断面监视主要用于调度员和运行方式人员的断面定义和断面潮流在线监视，包括断面定义、断面在线监视、断面越限提示、断面导入等功能，同时稳定断面监视也可作为一种公共服务供其他应用调用。

（8）事件追忆。事故追忆（PDR）是指在一个特定的事件（扰动）发生后，可以重新显示扰动前后系统的运行情况和状态，用于事后对事故进行分析。

采用全景技术，利用全部数据（模拟量、开关量等）的追忆功能，可以全方位地记录、保存电网的事故状态，并且能够真实、完整地模拟电网的事故过程，达到真实完整反映某一时刻电网状态的目的。

（9）SOE 功能。以毫秒级精度记录所有断路器和保护信号的状态、动作顺序及动作时间，形成动作顺序记录表。

（10）计划值管理。对各类计划值进行统计值，包括越限次数、合格率、计划值准确率、日最大/小计划值、日最大/小计划准确率等，并将计划值下传至厂站。

（11）历史数据存储与报表。按不同的采样周期采集、存储模拟量和状态量，历史数据的存储采用商业数据库。利用历史数据可在工作站上生成报表，报表可周期性打印或人工召唤打印。

2. 电网动态安全稳定监视和预警（WAMS）

WAMS 应能实现对电网广域实时动态过程的监视和预警，其功能主要包括实时广域监视和实时广域分析两大部分。

（1）实时广域监视。实时广域监视主要指对母线电压相对相角监测、发电机功角监视、频率/电压/潮流等动态监视。

1）母线电压相对相角监测，对电网中关键节点（PMU 分布点）的母线电压的相对角度进行监视，以确保输电网络当前的传输能力和静态稳定裕度。当相对角度接近或超过预定限制值时，可给出提示或告警。

2）发电机功角监视，对发电机组的有功功率、无功功率以及机组的功角进行监视，使调度运行人员及时了解发电机的运行裕度，辅助控制发电机的进相运行。

3）频率/电压/潮流等动态监视，对显示频率、电压、潮流的动态过程进行监视，以协助调度运行人员观察调度操作或自动控制措施的效果。

（2）实时广域分析。实时广域分析主要包括在线扰动识别、系统低频振荡在线分析、在线小干扰振荡模式评估、在线辅助暂态不稳定预警。

1）在线扰动识别，连续跟踪电网动态响应曲线，在发生频率突变、频率越限、电压跌落、潮流突变等异常情况时，向调度运行人员发出告警信息。

2）系统低频振荡在线分析，连续跟踪电网的电压相对相角、频率和功率动态曲线，实时计算分析动态曲线的频谱，当发现在 0.2～2.5Hz 范围内较强的弱阻尼振荡分量存在时，向调度运行人员发出告警信息。

3）在线小干扰振荡模式评估，可获知电网经常发生的振荡频率、阻尼特性及其相关机组，及早了解当前电网存在的主要振荡问题，合理安排运行方式、调整控制参数，提前制订校正控制预案。

4）在线辅助暂态不稳定预警，自动检测系统内的最大相角差，当相角差频繁超出设定的危险值时发出告警；当相角差相对于正常运行态值变化超过某一设定危险值时发出告警。

3. 自动发电控制（AGC）

AGC 用于通过控制调度区域内发电机组的有功功率，使本区域机组发电出力满足负荷的变化，以满足电力供需的实时平衡。

AGC 主要应实现下列控制目标：

（1）维持系统频率与额定值的偏差在允许的范围内；

（2）维持对外联络线净交换功率与计划值的偏差在允许的范围内；

（3）实现 AGC 性能监视、机组性能监视和机组响应测试。

AGC 可采用定频率控制模式、定联络线功率控制模式、频率与联络线偏差等不同的控制模式，以满足不同的目标要求。

AGC 控制策略可根据联络线考核标准进行相应调整，一般大多采用北美电力可靠性协会（NERC）的 A1、A2 标准及 CPS1、CPS2 标准进行 AGC 控制和评估。

4. 电压调整和控制（AVC）

AVC 是为电网调度在保证系统电压稳定情况下

进行实时无功优化控制提供的工具，能够实现对电网母线电压、发电机无功、电网无功潮流监视和自动控制；能够利用电网实时数据和状态估计提供的实时方式进行分析计算，对无功可调控设备进行在线闭环控制。AVC 主要功能包括实时数据处理、运行监视、控制与优化策略计算、安全与闭锁策略、AVC 协调控制等。

5. 实时网络分析

实时网络分析利用电网运行数据和其他应用软件提供的结果数据来分析和评估电网运行情况，确定母线模型，研究分析实时方式和各种预想方式下电网的运行情况，以及其对电力系统安全运行可能产生的影响。

实时网络分析的主要功能包括网络建模和网络拓扑分析、状态估计、调度员潮流、灵敏度计算、静态安全分析、系统负荷预测、母线负荷预测、新能源发电预测、可用输电能力、短路电流计算、在线外网等值、网络参数修正、优化潮流、安全约束调度等功能。

（1）网络建模和网络拓扑分析。网络建模采用基于图模库一体化的方法，根据不同的应用要求建立稳态、准动态或动态模型。网络拓扑分析利用电力系统元件的连接关系来确定实时网络结构并为分析应用软件建立网络母线模型。

（2）状态估计。状态估计利用实时量测数据和伪量测数据估计全网的母线电压幅值和角度，估计出全部量测量，辨识出可疑数据和不良数据，为其他应用提供完整、可靠的实时运行数据。

（3）调度员潮流。调度员潮流主要用于研究当前网络可能出现的运行状态，并进行相应的潮流计算。运行状态可以从 SCADA、状态估计、历史数据库及保存案例中获取。

（4）灵敏度计算。灵敏度计算用于计算网络有功损耗对机组有功出力、区域交换功率、联络线功率等的灵敏度和罚因子，为系统经济运行提供基本数据。

（5）静态安全分析。静态安全分析对系统发生预想事故时能否继续安全运行进行评估，为运行调度人员确保电力系统安全可靠运行提供依据，安全分析可分为实时态和研究态两种模式。

（6）系统负荷预测。负荷预测是在对系统历史负荷数据、气象因素、节假日，以及特殊事件等信息分析的基础上，挖掘负荷变化规律，建立预测模型，以被预测日各种相关因素为输入智能选择适合策略来预测未来系统负荷变化。

（7）母线负荷预测。母线负荷预测是通过分析母线负荷变化与运行方式及气象等影响因素间的关系，预测未来一定时段的母线负荷。

（8）新能源发电预测。根据风电场所处地理位置的气候特征和风电场历史数据，采用适合的预测模型进行特定风电场或区域风电发电预测。

（9）可用输电能力。可用输电能力用于计算实时和未来一段时间内正常状态或$N$–1条件下电网运行的安全与稳定裕度，以便减少阻塞发生，保证电力系统安全可靠运行。

（10）短路电流计算。短路电流计算用于计算电力网络发生各种短路故障后的故障电流和电压分布。

（11）外部网络等值。外网等值模型主要用于实现接收其他调度生成的外网等值模型并与自身电网的拼接和应用。

（12）网络参数修正。网络参数修正根据状态估计结果修正负荷分配系数，使母线负荷预测自动跟踪系统负荷。

（13）优化潮流。优化潮流用于网络分析及优化，可以进行有功安全约束调度、电压及无功安全约束调度、有功无功安全约束调度等研究。

（14）安全约束调度。安全约束调度可以辅助调度人员快速制订经济、合理的调整方案，消除输电系统的潮流阻塞。

6. 实时发电计划

实时发电计划应根据实时交换计划、超短期系统负荷预测、超短期母线负荷预测、电厂实时申报和电力系统实时运行等信息制定，并考虑电力系统功率平衡约束、电网安全约束和机组运行约束，满足三公调度、节能发电调度和电力市场等多种调度模式需求。实时发电计划以三公调度、系统购电成本最低和系统发电煤耗最低为优化目标，并根据调度实际需求灵活切换三种优化目标。

7. 在线安全稳定分析和预警

在线安全稳定分析和预警应能综合利用稳态、动态等数据，通过稳态、暂态、动态等多角度在线安全分析评估，实现大电网运行的全面安全预警和多维多层协调的主动安全防御。

在线安全稳定分析和预警应用主要包括数据整合、静态稳定分析、静态电压稳定分析、暂态稳定分析、动态稳定分析、稳定裕度评估等功能。

（1）数据整合。通过整合实时方式、设备参数、电网模型、故障集、遥测遥信、相量量测、二次信息等信息，进行整合潮流计算，形成合理的全网实时运行工况，生成整合潮流，用于各类安全稳定分析。

（2）静态稳定分析。针对在线整合后的潮流断面，在用户指定或者根据规则自动生成的开机顺序下，计算电力系统在受到小扰动后，不发生非周期振荡，自动恢复到起始运行状态的能力。

（3）静态电压稳定分析。在某一给定的稳态运行下，分析经受一定的扰动后各负荷节点维持原有电压水平的能力。

（4）暂态稳定分析。根据在线整合后潮流和暂态

稳定故障集，计算电力系统受到大干扰后，各同步发电机保持同步运行并过渡到新的或恢复到原来的稳态运行方式的能力。通过暂态稳定分析可以判别系统的暂态功角稳定性、暂态电压稳定性和暂态频率稳定性。

（5）动态稳定分析。根据在线整合潮流数据，分析计算全网振荡模式，并从中筛选出最关键的若干主导振荡模式，得出电网动态稳定分析的结论。

（6）稳定裕度评估。针对在线安全稳定分析和预警提供的在线潮流断面、安全稳定分析结论和其他潮流调整信息，采用并行计算形成稳定裕度计算各个分档潮流结果，找出断面输送功率的极限。

8. 在线调度运行辅助决策

调度辅助决策针对电网 *N*–1 扫描下静态安全问题，以及预想故障下的静态稳定、暂态稳定、小干扰稳定、动态稳定（时域）、静态电压稳定等安全稳定问题，提供发电机功率调整、并联电容器和电抗器投切、直流功率调整、负荷调整等辅助决策方案，以消除或减轻实时断面的各类越限、失稳等安全稳定问题。

（1）静态安全辅助决策。通过综合智能告警提供的电网静态不安全告警信息，计算 *N*–1 开断下的过负荷线路、变压器及静态电压越限母线，在保证全系统发电—负荷整体平衡的前提下，通过机组投退或出力调整，并联电容器和电抗器投切，以及极端情况下负荷调整等预先指定的可选调整措施，确定静态安全调度辅助决策的调整方案，以抑制或消除系统 *N*–1 开断下的过负荷和静态电压越限问题，提高系统的静态安全性。

（2）暂态稳定辅助决策。通过综合智能告警提供的暂态失稳告警信息，在保证全系统发电负荷整体平衡的前提下，通过机组投退或出力调整、直流功率调整、并联电容器和电抗器投切，以及极端情况下负荷调整等预先指定的可选调整措施，确定暂态稳定调度辅助决策的调整方案，以抑制或消除系统暂态失稳问题，提高系统的暂态稳定性。

（3）动态稳定辅助决策。通过综合智能告警提供的动态失稳告警信息，在保证全系统发电负荷整体平衡的前提下，通过机组投退或出力调整、直流功率调整，以及极端情况下负荷调整等预先指定的可选调整措施，确定动态稳定调度辅助决策的调整方案，以抑制或消除系统阻尼不足问题，提高系统的动态稳定性。

（4）静态电压稳定辅助决策。通过综合智能告警提供的静态电压失稳告警信息，在保证全系统发电—负荷整体平衡的前提下，通过机组投退或出力调整、直流功率调整、并联电容器和电抗器投切，以及极端情况下负荷调整等预先指定的可选调整措施，确定静态电压稳定调度辅助决策的调整方案，以抑制或消除系统静态电压稳定问题，提高系统的静态电压稳定性。

9. 可视化展示

采用可视化技术，帮助调度运行人员和分析人员有效地分类管理电网数据，以及对这些数据进行形象的表达和展示，使电网数据展示方式由传统的数字表格显示向二维和三维图形化转变，形象生动地展示电网运行状态，提高电网调度自动化水平。

可视化展示主要包括以下五个方面：

（1）电网实时运行监视可视化。用箭头、饼图、棒图、锥图二维或三维等高线等形式表示电网的运行情况，并对调度人员做出提示。

（2）电网综合报警信息可视化。通过信号灯闪烁显示电网整体运行状态，通过在潮流图或厂站图上挂牌表示断面、设备的重要报警、预警信息，通过雷达图表格等方式表示电网的稳定裕度。

（3）电网运行场景可视化。通过三维动画的形式，显示电网各系统的运行场景。

（4）辅助决策工具可视化。对电网中出现的预想故障，以可视化的方式在系统中给出解决问题的参考策略。

（5）高级应用可视化。以表格、地理潮流图形连动方式表示基态以及 *N*–1 静态安全分析结果，以 3D 曲面方式展示安全校核可视化结果，以三维棒图、锥图方式表示安全约束调度计算结果，以挂牌、饼图等方式显示短路电流结果等。

### （四）地调电网监控与安全预警功能

电网监控与安全预警功能主要包括电网稳态实时监视和控制（SCADA）、变电站集中监控、电压调整和控制（AVC）、实时网络分析、可视化展示等方面内容。

1. 电网稳态实时监视和控制（SCADA）

SCADA 功能模块主要实现对电网实时运行稳态信息的监视和设备控制，可实现的主要功能包括数据采集、数据处理、数据计算和统计、控制和调节、网络拓扑着色、备用监视、稳定断面监视、事件追忆、SOE、计划值管理、历史存储与报表功能。

（1）数据采集。系统应能够采集各类数据源，按照时间的序列排序自动记录数据传输中出现的错误和统计误码率。各类数据包括模拟量、开关/状态量、BCD 码、脉冲量、SOE 信息、RTU 的复位信号。

（2）数据处理。数据处理功能主要包括模拟量处理、状态量处理、多源数据处理、事件/告警处理和数据质量标志处理等。

（3）数据计算和统计。数据计算和统计功能主要包括计算公式定义、常用标准计算、电能量积分计算、统计功能等。

（4）控制和调节。分为控制方式和控制过程。

1）控制方式主要分为遥控和遥调两大类。控制对

象主要为断路器、隔离开关闭合控制，自动装置投/切以及调节变压器分接头位置升、降调节等。

2）控制过程有：①系统提供可选的监控过程以便调度员针对不同的设备选择适当的控制过程。控制操作只限定由授权此类责任的调度员或应用程序来完成。对开关设备实施遥控操作按三步进行，即选点—校验—执行，校验结果显示在画面上，只有当校验正确时，才进行"执行"操作。②遥控和遥调功能可以由事先定义的顺序连续执行或者由调度员逐步执行。顺序控制方式分为连续执行方式和单步执行方式。

（5）网络拓扑着色。网络拓扑着色用于根据网络拓扑结构和断路器、隔离开关的实时状态，确定系统中各种电气设备的带电、停电、接地等状态，并在系统单线图和厂站图上用不同的颜色表示出来。

（6）备用监视。备用监视用于实现有功备用和无功备用，从而降低电网发生意外事故的风险。备用方式可分为旋转备用、非旋转备用、运行备用等。备用元件包括机组（水电、汽轮机、燃气轮机）、水泵、可中断负荷，以及从网外购买的备用。

（7）稳定断面监视。稳定断面监视主要用于调度员和运行方式人员的断面定义和断面潮流在线监视，包括断面定义、断面在线监视、断面越限提示、断面导入等功能，同时稳定断面监视也可作为一种公共服务供其他应用调用。

（8）事件追忆。事故追忆（PDR）是指在一个特定的事件（扰动）发生后，可以重新显示扰动前后系统的运行情况和状态，用于事后对事故进行分析。

采用全景技术，利用全部数据（模拟量、开关量等）的追忆功能，可以全方位地记录、保存电网的事故状态，并且能够真实、完整地模拟电网的事故过程，达到真实、完整反映某一时刻电网状态的目的。

（9）SOE功能。以毫秒级精度记录所有断路器和保护信号的状态、动作顺序及动作时间，形成动作顺序记录表。

（10）计划值管理。对各类计划值进行统计值，包括越限次数、合格率、计划值准确率、日最大/小计划值、日最大/小计划准确率等，并将计划值下传至厂站。

（11）历史数据存储与报表。按不同的采样周期采集、存储模拟量和状态量，历史数据的存储采用商业数据库。利用历史数据可在工作站上生成报表，报表可周期性打印或人工召唤打印。

2. 变电站集中监控

变电站集中监控功能能够实现面向无人值班变电站的集中监视与控制的基本功能，其主要实现数据处理、责任区与信息分流、光字牌、控制调节等功能。

（1）数据处理。数据处理主要实现对电网实时数据（重点是设备的运行监测数据）的检查、监视、告警等基本处理功能，数据类型包括模拟量和状态量。

（2）责任区与信息分流。进行责任区的设置和管理，根据责任区进行相应的信息分流处理和操作以满足调度、集控的不同监控需求。

（3）光字牌功能。以光字牌的形式显示变电站一次设备或二次设备发生事故的种类或故障信号类别。

（4）控制和调节。分为控制方式和控制过程。

1）控制方式主要分为遥控和遥调两大类。控制对象主要为断路器、隔离开关闭/合控制，自动装置投/切以及调节变压器分接头位置升、降调节等。

2）控制过程有：①系统提供可选的监控过程以便调度员针对不同的设备选择适当的控制过程。控制操作只限定由授权此类责任的调度员或应用程序来完成。对开关设备实施遥控操作按三步进行，即选点—校验—执行，校验结果显示在画面上，只有当校验正确时，才进行"执行"操作。②遥控/遥调功能可以由事先定义的顺序连续执行或者由调度员逐步执行。顺序控制方式分为连续执行方式和单步执行方式。

3. 电压调整和控制（AVC）

AVC是为电网调度在保证系统电压稳定情况下进行实时无功优化控制提供的工具，能够实现对电网母线电压、发电机无功、电网无功潮流监视和自动控制；能够利用电网实时数据和状态估计提供的实时方式进行分析计算，对无功可调控设备进行在线闭环控制。AVC主要功能包括实时数据处理、运行监视、控制与优化策略计算、安全与闭锁策略、AVC协调控制等。

4. 实时网络分析

实时网络分析利用电网运行数据和其他应用软件提供的结果数据来分析和评估电网运行情况，确定母线模型，研究分析实时方式和各种预想方式下电网的运行情况，以及其对电力系统安全运行可能产生的影响。

实时网络分析功能模块可实现的主要功能包括网络建模和网络拓扑分析、状态估计、调度员潮流、灵敏度计算、静态安全分析、系统负荷预测、母线负荷预测、新能源发电预测、短路电流计算、在线外网等值等功能。

（1）网络建模和网络拓扑分析。网络建模采用基于图模库一体化的方法，根据不同的应用要求建立稳态、准动态或动态模型。网络拓扑分析利用电力系统元件的连接关系来确定实时网络结构并为分析应用软件建立网络母线模型。

（2）状态估计。状态估计利用实时量测数据和伪量测数据估计全网的母线电压幅值和角度，估计出全部量测量，辨识出可疑数据和不良数据，为其他应用提供完整、可靠的实时运行数据。

（3）调度员潮流。调度员潮流主要用于研究当前

网络可能出现的运行状态，并进行相应的潮流计算。运行状态可以从 SCADA、状态估计、历史数据库以及保存案例中获取。

（4）灵敏度计算。灵敏度计算用于计算网络有功损耗对机组有功出力、区域交换功率、联络线功率等的灵敏度和罚因子，为系统经济运行提供基本数据。

（5）静态安全分析。静态安全分析对系统发生预想事故时能否继续安全运行进行评估，为运行调度人员确保电力系统安全可靠运行提供依据，安全分析可分为实时态和研究态两种模式。

（6）系统负荷预测。负荷预测是在对系统历史负荷数据、气象因素、节假日，以及特殊事件等信息分析的基础上，挖掘负荷变化规律，建立预测模型，以被预测日各种相关因素为输入，智能选择合适的策略来预测系统未来负荷变化。

（7）母线负荷预测。母线负荷预测是通过分析母线负荷变化与运行方式及气象等影响因素间的关系，预测未来一定时段内的母线负荷。

（8）新能源发电预测。根据风电场所处地理位置的气候特征和风电场历史数据，采用适合的预测模型进行特定风电场或区域风电发电预测。

（9）短路电流计算。短路电流计算用于计算电力网络发生各种短路故障后的故障电流和电压分布。

（10）外部网络等值。外网等值模型主要用于实现接收其他调度生成的外网等值模型并与自身电网拼接和应用。

5. 可视化展示

采用可视化技术，帮助调度运行和分析人员有效地分类管理电网数据，以及对这些数据进行形象的表达和展示，使电网数据展示方式由传统的数字表格显示向二维和三维图形化转变，形象生动地展示电网运行状态，提高电网调度自动化水平。

可视化展示主要包括以下五个方面：

（1）电网实时运行监视可视化。用箭头、饼图、棒图、锥图二维或三维等高线等形式来表示电网的运行情况，并对调度人员做出提示。

（2）电网综合报警信息可视化。通过信号灯闪烁显示电网整体运行状态，通过在潮流图或厂站图上挂牌表示断面、设备的重要报警、预警信息，通过雷达图表格等方式表示电网的稳定裕度。

（3）电网运行场景可视化。通过三维动画的形式，显示电网各系统的运行场景。

（4）辅助决策工具可视化。对电网中出现的预想故障，以可视化的方式在系统中给出解决问题的参考策略。

（5）高级应用可视化。以表格、地理潮流图形连动方式表示基态以及 $N$–1 静态安全分析结果，以 3D 曲面方式展示安全校核可视化结果，以三维棒图、锥图方式表示安全约束调度计算结果，以挂牌、饼图等方式显示短路电流结果等。

（五）对外接口

能量管理系统要考虑与其他系统的接口和数据交换，这些接口包括与子站系统接口、与大屏幕接口、与现有其他调度端接口等。

1. 与子站系统接口

与厂站侧的子站系统或终端设备，包括厂站计算机监控系统、远动终端 RTU、相量测量装置 PMU 等的通信，优先考虑调度数据网络方式，必要时也可采用专线通道方式。

2. 与大屏幕接口

与大屏幕系统通过网络、RGB、DVI 等接口通信。

3. 与其他调度端接口

与其他调度端进行电网模型、实时数据、电网参数、发电计划、预测数据等数据的交换。

（六）能量管理系统硬件配置方案

1. 能量管理系统硬件配置原则

（1）系统配置以满足设计水平年电网规模要求为基准，并具有充分的裕度和扩展性，以适应电网发展的要求；

（2）系统的构架和硬件配置应首先保证系统的稳定性，同时应具备适度的灵活性，能适应以后应用功能的调整，方便系统维护升级；

（3）系统构架和硬件配置须符合电力二次系统安全防护要求；

（4）硬件配置应与自动化机房改造、调度大厅改造工程等配套系统统筹考虑；

（5）硬件配置应尽量保护前期投资，合理利用现有资源。

2. 省级及以上调度能量管理系统主站硬件配置方案

（1）独立建设能量管理系统。安全区Ⅰ硬件典型配置包括数据采集服务器、通信服务器、WAMS 采集服务器、SCADA/AGC 服务器、AVC 服务器、PAS 服务器、WAMS 应用服务器、横向通信网关服务器、数据库服务器、DSA 应用服务器、DSA 计算服务器（一般采用刀片服务器）、校核计算管理服务器、校核计算服务器（一般采用刀片服务器）、调度计划服务器、辅助决策服务器、辅助监测服务器、数据存储阵列、调度员工作站、若干其他用户工作站，以及网络交换机、网络打印机、键盘鼠标（KVM）、屏体等其他辅助设备。

安全区Ⅲ硬件典型配置包括 Web 服务器以及网络交换机、屏体等设备。

二次安全防护典型配置包括 IDS 设备用于安全区Ⅰ，正向物理隔离设备和反向物理隔离设备用于安全

区Ⅰ和安全区Ⅲ隔离。

（2）一体化建设能量管理系统。安全区Ⅰ硬件典型配置包括数据采集服务器、通信服务器、WAMS 采集服务器、SCADA/AGC 服务器、AVC 服务器、PAS 服务器、WAMS 应用服务器、实时计划服务器、横向通信网关服务器、区Ⅰ数据库服务器、DSA 应用服务器、DSA 计算服务器（一般采用刀片服务器）、数据存储阵列、调度员工作站、若干其他用户工作站，以及网络交换机、网络打印机、KVM、屏体等其他辅助设备。

安全Ⅱ区硬件典型配置包括区Ⅱ数据库服务器、调度计划服务器、横向通信网关服务器、校核计算管理服务器（一般采用刀片服务器）、校核计算服务器（一般采用刀片服务器）、辅助决策服务器、辅助监测服务器、数据存储阵列、若干其他用户工作站，以及网络交换机、网络打印机、KVM、屏体等其他辅助设备。

安全区Ⅲ硬件典型配置包括区Ⅲ数据库服务器、Web 服务器、横向通信网关服务器、数据存储阵列、若干其他用户工作站，以及网络交换机、网络打印机、KVM、屏体等其他辅助设备。

二次安全防护典型配置包括 IDS 设备用于安全区Ⅰ和区Ⅱ，防火墙设备用于安全区Ⅰ和区Ⅱ隔离，正向物理隔离设备和反向物理隔离设备用于安全区Ⅱ和区Ⅲ隔离。

3. 地调能量管理系统主站硬件配置方案

（1）独立建设能量管理系统。安全区Ⅰ硬件典型配置包括数据采集服务器、通信服务器、SCADA 服务器、AVC 服务器、PAS 服务器、横向通信网关服务器、区Ⅰ数据库服务器、变电站监测服务器、数据存储阵列、调度员工作站、若干其他用户工作站，以及网络交换机、网络打印机、KVM、屏体等其他辅助设备。

安全区Ⅲ硬件典型配置包括 Web 服务器、数据存储阵列以及网络交换机、屏体等设备。

二次安全防护典型配置包括 IDS 设备用于安全区Ⅰ，正向物理隔离设备和反向物理隔离设备用于安全区Ⅰ和区Ⅲ隔离。

（2）一体化建设能量管理系统。安全区Ⅰ硬件典型配置包括数据采集服务器、通信服务器、SCADA 服务器、AVC 服务器、PAS 服务器、横向通信网关服务器、区Ⅰ数据库服务器、数据存储阵列、调度员工作站、若干其他用户工作站，以及网络交换机、网络打印机、KVM、屏体等其他辅助设备。

安全区Ⅱ硬件典型配置包括区Ⅱ数据库服务器、横向通信网关服务器、数据存储阵列、若干其他用户工作站，以及网络交换机、网络打印机、KVM、屏体等其他辅助设备。

安全区Ⅲ硬件典型配置包括区Ⅲ数据库服务器、Web 服务器、横向通信网关服务器、数据存储阵列、若干其他用户工作站，以及网络交换机、网络打印机、KVM、屏体等其他辅助设备。

二次安全防护典型配置包括 IDS 设备用于安全区Ⅰ和区Ⅱ，防火墙设备用于安全区Ⅰ和区Ⅱ隔离，正向物理隔离设备和反向物理隔离设备用于安全区Ⅱ和区Ⅲ隔离。

（七）能量管理系统软件配置方案

1. 独立建设能量管理系统

（1）操作系统。能量管理系统所采用的操作系统宜采用跨平台设计，其中各类服务器应采用 UNIX、LINUX 等安全操作系统，工作站可采用 Windows 操作系统。

（2）平台软件。平台软件主要包括实时数据库、商用数据库、中间件软件、公共服务功能模块、安全防护功能模块。

（3）应用软件。省及以上调度应用软件主要包括电网稳态实时监视和控制（SCADA）功能模块、电网动态安全稳定监视和预警（WAMS）功能模块、自动发电控制（AGC）功能模块、电压调整和控制（AVC）功能模块、实时网络分析功能模块、实时发电计划功能模块、在线安全稳定分析和预警功能模块、在线调度辅助分析和决策功能模块、电力系统辅助监测功能模块、可视化展示功能模块等。

地调应用软件主要包括电网稳态实时监视和控制（SCADA）功能模块、变电站集中监控功能模块、电压调整和控制（AVC）功能模块、实时网络分析功能模块、辅助监测模块、可视化展示功能模块等。

2. 一体化建设能量管理系统

（1）操作系统。能量管理系统所采用的操作系统宜采用跨平台设计，其中各类服务器应采用 UNIX、LINUX 等安全操作系统，工作站可采用 Windows 操作系统。

（2）平台软件。平台软件主要包括实时数据库、商用数据库、公共服务功能模块、系统管理功能模块、CASE 管理功能模块、人机界面功能模块、安全防护功能模块等。

（3）应用软件。省及以上调度应用软件主要包括电网稳态实时监视和控制（SCADA）功能模块、电网动态安全稳定监视和预警（WAMS）功能模块、自动发电控制（AGC）功能模块、电压调整和控制（AVC）功能模块、实时网络分析功能模块、实时发电计划功能模块、在线安全稳定分析和预警功能模块、在线调度辅助分析和决策功能模块、电力系统辅助监测功能模块、可视化展示功能模块等。

地调应用软件主要包括电网稳态实时监视和控制（SCADA）功能模块、变电站集中监控功能模块、电压调整和控制（AVC）功能模块、实时网络分析功能模块、辅助监测模块、可视化展示功能等方面内容。

（八）系统技术指标

1. 遥测量指标

（1）遥测综合误差不大于±1.0%（额定值）。

（2）越死区传送整定最小值不小于 0.25%（额定值）。

2. 遥信量指标

（1）正确动作率不小于 99.9%。

（2）事件顺序记录站事件分辨率应小于 10ms。

3. 实时性指标

（1）遥信变化传送时间不大于 3s；遥测变化传送时间不大于 4s；

（2）事故自动推画面时间不大于 10s；

（3）单次状态估计计算时间不大于 15s；

（4）单次网络拓扑计算时间不大于 10s；

（5）静态安全分析单个故障扫描平均处理时间不大于 0.1s；

（6）短路电流计算单个故障扫描平均处理时间不大于 3s。

4. 年可用率

系统年可用率不小于 99.9%。

## 二、电能量计量系统

（一）系统总体功能

电能量计量系统应能实现调度管辖范围内的关口计量点和电力市场运营所要求的关口计量点的电能量数据的自动采集、处理和存储等基础功能，以及实现电费结算、报表生成、信息发布等高级应用功能。

（二）系统总体结构

系统由运行于各级调度端的主站系统，厂站端的子站系统及相应的信息传输通道构成。本节主要针对省级电能量计量主站系统功能进行设计，其他调度端主站系统方案可参考执行。

（三）主站系统功能

1. 数据采集

应能通过调度数据网或专线获取各关口点、网损计量点电能量表计的电量数据，包括正/反向有功及无功表底值、负荷曲线、冻结值、表计报警状态信息。

2. 数据处理及存储

主站系统能够将采集来的数据放入数据库中进行统一处理及存储。数据存储包括原始数据存储和副本数据存储，其中原始数据存储用于存放采集到的原始数据，通过访问副本数据存储来实现各项应用功能。对原始数据存储应具有保护措施以防止修改，对副本数据存储的访问及修改也应设置权限并保留修改记录。

3. 电能量数据统计、计算、考核

系统能够实现多种时段、不同费率电能量数据的统计、分析及自动结算。具有按用户规定的不同时段、不同区域、不同类别分别统计各种计算方式的电量的功能，且所有的统计、计算分析可在后台定时自动完成。

4. 网损计算与分析

可进行分压、分区、分线、分元件进行电网损耗统计分析；能够按时段、周期及事先设定公式计算网损、线损、母线平衡等。

5. 报表功能

系统应能为各应用提供制作各种统计报表，报表能够实现编辑、调用、预览和打印等功能，报表数据能够自动关联。

6. 安全管理

系统应设有不同权限的用户。只有有权限的用户才能对设备参数和电量、负荷、线损、管理数据进行审核、修改、录入。

7. Web 浏览发布

系统应提供 Web 浏览功能，用户能够方便查询电能量计量数据及各种统计计算结果。

（四）主站系统技术指标

1. 系统容量指标

系统容量应根据地区电网情况进行确定，应确保地区所有厂站电能量终端接入。

2. 可靠性指标

（1）系统主设备平均故障间隔时间 *MTBF*≥5 年；

（2）系统外设平均故障间隔时间 *MTBF*≥1 年。

3. 可用率指标

系统年可用率大于等于 99%。

4. 系统响应指标

（1）数据检索响应时间小于 5s；

（2）画面调用响应时间小于等于 2s。

5. 负荷率指标

（1）正常情况下，任意 5min 内服务器 CPU 平均负荷率小于等于 25%、工作站 CPU 平均负荷率小于等于 40%、局域网平均负荷率小于等于 15%；

（2）大批量数据处理情况下，任意 5min 内服务器 CPU 平均负荷率小于等于 40%、工作站 CPU 平均负荷率小于等于 50%、局域网平均负荷率小于等于 30%。

（五）主站系统建设模式及配置方案

1. 主站系统建设模式

主站系统的建设可分为独立建设和纳入智能电网调度控制系统统一建设两种模式。早期建设的主站系统都采用了独立建设模式，随着智能电网调度控制系统的发展，近年来主站系统已逐步采用了纳入智能电网调度控制系统统一建设模式。与独立建设模式相比较，智能电网调度控制系统在平台标准化、功能集成化、应用智能化方面具有无法比拟的优势，因此，在条件具备以及符合电力市场管理规定前提下，优先采用纳入智能电网调度控制系统统一建设模式。

2. 系统硬件配置方案

系统独立配置时，电能量计量系统主站典型配置宜包括数据采集服务器、应用服务器、数据库服务器、存储设备、工作站，以及组网交换机、防火墙、天文时钟、网络打印机等辅助设备。主站系统宜采用双重化网络结构，数据采集服务器、应用服务器、数据库服务器等系统关键服务器宜冗余配置，工作站根据需求可配置维护工作站和用户工作站等。

当电能量计量系统采用一体化建设模式时，基于统一平台，系统前置采集部分、数据库服务器宜与平台统一考虑，应用服务器独立配置以实现电能量计量系统的基础计算和高级应用功能。

3. 系统软件配置原则

软件系统由系统软件、支撑平台软件和应用软件组成，软件配置原则如下：

（1）软件系统的可靠性、兼容性、可移植性、可扩充性等性能指标应满足系统本期及远景规划要求；

（2）软件系统应为模块化结构，以方便修改和维护；

（3）软件系统应支持跨平台功能，能够屏蔽硬件和操作系统的差异；

（4）软件系统应提供标准的软件接口，以方便用户接入应用软件。

## 三、火电机组综合监测系统

### （一）系统总体结构

火电机组综合监测系统由部署于调度端的主站系统和部署于各厂站的子站系统组成，系统具备实时监测火电机组除尘、脱硫、脱硝，以及供热机组热负荷相关信息功能，同时具备采集数据的统计、分析、处理与历史查询功能。本节针对省级电网火电机组综合监测主站系统功能进行设计，其他主站系统方案可参考执行。

### （二）主站系统功能

1. 基础信息采集

（1）燃煤机组烟气实时监测。系统获取电厂侧的烟气在线监测系统的相关数据，包括：

1）烟囱入口温度、烟气流量、静压、湿度、CEMS“零点标定”、CEMS“系统故障”、$SO_2$浓度、NO*x*浓度、烟尘浓度、$O_2$浓度等；

2）脱硝出入口 CEMS“零点标定”、CEMS“系统故障”、NO*x*浓度、$O_2$浓度等；

3）脱硫入口 CEMS“零点标定”、CEMS“系统故障”、烟尘浓度、$SO_2$浓度、$O_2$浓度等。

（2）火电机组在线监测。系统获取电厂侧的火电机组在线监测系统的相关数据，包括：

1）锅炉的主蒸汽压力、温度和流量、汽包压力和水位、炉膛压力等；

2）汽机机组汽机转速、主蒸汽温度、主蒸汽流量、抽汽温度和压力、凝汽器水位压力和流量、凝汽器温度和真空、抽气流量等；

3）电气发电机有功功率、无功功率、发电机定子电压、发电机三相电流、发电机励磁电压等数据。

（3）供热机组热负荷实时监测。系统获取电厂侧的热负荷相关数据，包括机组主蒸汽、锅炉最终给水、采暖抽汽、工业抽汽、过热减温水和再热减温水的流量、压力、温度等；凝结水补水、再热蒸汽、高压加热器进汽、高排的温度、压力；高压加热器疏水、高压加热器进水、高压加热器出水的温度；锅炉效率、管道效率及厂用电率等。

2. 数据统计分析及告警

（1）实现烟气排放数据统计；

（2）实现机组环保设施运行情况的统计；

（3）实现特殊时间段，如环保设施因故障停运等的排放超限时段和电量的统计；

（4）实现烟气排放数据异常和热负荷数据异常告警。

3. 超标时段电量统计分析

根据获取的烟气信息以及企业上网电量，计算统计得到火电机组污染物排放超标时段对应的实际上网小时电量和日电量。

### （三）主站系统技术指标

1. 系统容量指标

系统容量应根据地区电网情况进行确定，确保地区所有电厂监测子站接入。

2. 可靠性指标

（1）系统主设备平均故障间隔时间 $MTBF \geq 5$ 年；

（2）系统外设平均故障间隔时间 $MTBF \geq 1$ 年。

3. 可用率指标

系统年可用率大于等于 99%。

4. 负荷率指标

（1）正常情况下，任意 5min 内服务器 CPU 平均负荷率小于等于 25%、工作站 CPU 平均负荷率小于等于 40%、局域网平均负荷率小于等于 15%；

（2）大批量数据处理情况下，任意 5min 内服务器 CPU 平均负荷率小于等于 40%、工作站 CPU 平均负荷率小于等于 50%、局域网平均负荷率小于等于 30%。

### （四）主站系统建设模式及配置方案

1. 主站系统建设模式

主站系统的建设可分为独立建设和纳入智能电网调度控制系统统一建设两种模式。早期建设的主站系统都采用了独立建设模式，随着智能电网调度控制系统的发展，近年来主站系统已逐步采用了纳入智能电网调度控制系统统一建设模式。与独立建设模式相比较，智能电网调度控制系统在平台标准化、功能集成

化、应用智能化方面具有无法比拟的优势，因此，在条件具备以及符合电力市场管理规定前提下，优先采用纳入智能电网调度控制系统统一建设模式。

2. 主站系统硬件配置

系统独立配置时，火电机组综合监测系统主站典型配置宜包括数据采集服务器、应用服务器、数据库服务器、存储设备、工作站，以及组网交换机、防火墙、天文时钟、网络打印机等辅助设备。主站系统宜采用双重化网络结构，数据采集服务器、应用服务器、数据库服务器等系统关键服务器宜冗余配置，工作站根据需求可配置维护工作站和用户工作站等。

当火电机组综合监测系统采用一体化建设模式时，基于统一平台，系统前置采集部分、数据库服务器宜与平台统一考虑，应用服务器独立配置以实现新能源监测系统的基础计算和高级应用功能。

3. 软件配置

软件系统由系统软件、支撑平台软件和应用软件组成，软件配置原则如下：

（1）软件系统的可靠性、兼容性、可移植性、可扩充性等性能指标应满足系统本期及远景规划要求；

（2）软件系统应为模块化结构，以方便修改和维护；

（3）软件系统应支持跨平台功能，能够屏蔽硬件和操作系统的差异；

（4）软件系统应提供标准的软件接口，以方便用户接入应用软件。

## 四、新能源监测系统

新能源泛指在新技术基础上开发利用的非常规能源，包括风能、太阳能、海洋能、地热能、生物质能、氢能、核聚变能、天然气水合物能源等。目前，只有风力发电和太阳能发电技术成熟，具有规模化开发和商业化应用的价值，本节将针对这两种新能源进行论述，其余种类新能源可参考执行。

### （一）系统总体结构

部署于调度端的主站，通过各场站端的计算机监控系统或远动终端设备进行信息采集，系统建设可采用独立建设或纳入智能电网技术支持系统统一建设两种模式，随着智能电网技术支持系统的发展，近年来主站系统已逐步采用了纳入智能电网技术支持系统统一建设模式。

### （二）系统功能

1. 新能源的实时监测

（1）监测新能源场站的气象信息，包括风速、风向、辐照度等；

（2）监测新能源场站的出力变化和并网点电压；

（3）监测风电场的风机工作状态及光伏电站的逆变器状态；

（4）监测风能资源分布及云况等。

2. 异常报警

（1）新能源场站并网点电压越限报警；

（2）新能源场站实际出力与发电计划偏差超过阈值时，提供越限报警；

（3）新能源场站出力波动范围较大时，提供越限报警；

（4）新能源数据缺失或者延迟时，提供报警。

3. 统计分析

（1）提供同一时段不同新能源场站的测风数据和辐照度的统计分析结果；

（2）提供同一场站的任一时段的测风数据或辐照度的统计分析结果；

（3）提供新能源场站的有功出力变化率，对越限时间和越限幅度进行统计；

（4）提供新能源场站的实际出力与发电计划的偏差，并进行统计；

（5）提供新能源场站的理论发电量与实际发电量的统计分析结果；

（6）提供新能源场站的出力特征统计。

4. 新能源发电能力预测

（1）滚动预测新能源场站的运行趋势；

（2）提供多个新能源场站总的预测结果；

（3）提供预测功率变化率，对爬坡率超过限值情况提供预警；

（4）提供在不同时间尺度下的预测结果。

### （三）系统技术指标

（1）系统年可用率大于等于 99.8%；

（2）实时数据传输至主站时间小于等于 4s；

（3）系统平均无故障时间大于等于 25000h；

（4）系统年数据完整率大于等于 95%。

### （四）系统建设模式及配置方案

1. 系统建设模式

系统建设模式分独立建设和一体化建设两种模式。系统独立建设时，应独立配置采集、存储、分析处理及展示查询硬件设备。系统一体化建设时，新能源监测系统作为智能电网调度控制系统的一个应用功能模块，电网参数及模型录入、数据采集和存储、人机界面、信息发布、可视化展示及系统管理等功能由平台统一实现。

2. 系统硬件配置方案

系统独立配置时，新能源监测系统主站典型配置宜包括数据采集服务器、应用服务器、数据库服务器、存储设备、工作站，以及组网交换机、防火墙、天文时钟、网络打印机等辅助设备。主站系统宜采用双重化网络结构，数据采集服务器、应用服务器、数据库

服务器等系统关键服务器宜冗余配置，工作站根据需求可配置维护工作站和用户工作站等。

当新能源监测系统采用一体化建设模式时，基于统一平台，系统前置采集部分、数据库服务器宜与平台统一考虑，应用服务器独立配置以实现新能源监测系统的基础计算和高级应用功能。

3. 系统软件配置原则

软件系统由系统软件、支撑平台软件和应用软件组成，软件配置原则如下：

（1）软件系统的可靠性、兼容性、可移植性、可扩充性等性能指标应满足系统本期及远景规划要求；

（2）软件系统应为模块化结构，以方便修改和维护；

（3）软件系统应支持跨平台功能，能够屏蔽硬件和操作系统的差异；

（4）软件系统应提供标准的软件接口，以方便用户接入应用软件。

## 五、水调自动化系统

水电分为单一水电站水库和水电站水库群，单一水电站直接接受电网调度机构的调度指挥和业务管理，而对于水电站水库群一般通过建立梯级调度管理中心（梯调）实现对水电站的调度管理，其中梯调接受电网调度指令。

本节针对省级及以上电网水调自动化系统功能进行论述，省级以下及梯调等的建设方案可参考执行。

### （一）水调自动化系统功能

1. 数据采集与处理

（1）信息采集。系统能够与水电厂各应用系统以及其他主站系统通信进行信息采集，获取流域雨水情、气象、机组、阀门、水务计算结果、水文预报结果、发电计划、调度方案、图像、视频和文本等信息。

（2）数据存储与处理。系统应具备数据管理、数据统计计算功能，能够对数据合理性（如数值范围、连续性等）进行检查，能够对异常数据进行标识和提示。

数据库管理系统宜采用满足应用需求、稳定运行的最新版本。

系统应具备分类存储、管理各类水调信息的功能，数据存储包括实时数据、历史数据和基础数据。

2. 实时监视与报警

系统应能实时监视水电厂雨水情、阀门和机组等信息；能实时跟踪水文预报和水务计算等结果；能够对水位、雨量、流量等进行分级越限报警和变幅报警；能够监视局域网中设备及重要进程运行状态，具备重要进程退出后自动重启功能。

3. 水库调度功能

（1）数据分析统计。系统应能对水库历史水文等资料进行统计，能对水电厂水库坝上水位、坝下水位、入库流量、出库流量和发电量等实际运行资料进行校验及对比分析。

（2）中长期水文预报。

1）系统应能以旬或月为时段预报直调水电厂水库长期入库流量过程；

2）系统应能以日为时段预报水库中期入库流量过程。

（3）系统洪水预报。应能对预报结果的相对误差及合格率进行评定。

1）系统应能手动或自动编制或收集水库洪水预报结果；

2）系统应能对洪峰流量、洪峰出现时间、洪量和洪水过程等要素进行精度评定。

（4）调洪演算。系统应能对具有防洪任务的重点水电厂水库进行调洪演算或收集调洪演算成果。

（5）发电调度。

1）系统应能编制长期、中期、短期水电厂发电调度计划；

2）系统应能编制水库群的长、中、短期联合发电调度计划；

3）系统应能对水电厂发电调度计划中的水库水位、电站有功功率和出库流量进行联动仿真；

4）系统应能实现调度期、约束条件等可设置，计算模型可选择。

（6）经济运行评价。系统应能计算直调水电厂的调峰弃水损失电量、节水增发电量和水能利用提高率。

4. 信息展示与发布

（1）查询、统计和分析。系统应具备数据的统计、分析、比较及数据存储信息的查询功能。

（2）图形。系统应能以图形方式反映各种信息查询、数据对比分析情况，并具备打印和图形文件输出功能。

（3）报表。系统应支持报表功能，应能根据需要转换成表格文件或者图像文件。

（4）Web 功能。系统应能通过图形和报表等 Web 页面进行发布，发布的内容和形式可配置，并且具备用户安全认证和 Web 页面访问控制功能。

### （二）系统技术指标

1. 可靠性指标

（1）系统主设备平均故障间隔时间 $MTBF \geq 5$ 年；

（2）系统外设平均故障间隔时间 $MTBF \geq 1$ 年。

2. 可用率指标

系统年可用率大于等于 99.5%。

3. 实时性指标

（1）实时画面响应时间小于等于 3s；

（2）非实时画面响应时间小于等于 30s；

（3）备用进程切换时间小于等于 30s。

4. 负荷率指标

（1）任意 5min 内服务器 CPU 平均负荷率小于等于 25%、工作站 CPU 平均负荷率小于等于 40%、局域网平均负荷率小于等于 15%。

（2）大批量数据处理情况下，任意 5min 内服务器 CPU 平均负荷率小于等于 40%、工作站 CPU 平均负荷率小于等于 50%、局域网平均负荷率小于等于 30%。

（三）系统建设模式及配置方案

1. 主站系统建设模式

主站系统的建设可分为独立建设和纳入智能电网调度控制系统统一建设两种模式。早期建设的主站系统都采用了独立建设模式，随着智能电网调度控制系统的发展，近年来主站系统已逐步采用了纳入智能电网调度控制系统统一建设模式。与独立建设模式相比较，智能电网调度控制系统在平台标准化、功能集成化、应用智能化具有无法比拟的优势，因此，在条件具备时，优先采用纳入智能电网调度控制系统统一建设模式。

2. 系统硬件配置方案

系统独立配置时，水调自动化系统主站典型配置宜包括数据采集服务器、应用服务器、数据库服务器、存储设备、工作站，以及组网交换机、防火墙、天文时钟、网络打印机等辅助设备。主站系统宜采用双重化网络结构，数据采集服务器、应用服务器、数据库服务器等系统关键服务器宜冗余配置，工作站根据需求可配置维护工作站和用户工作站等。

当水调自动化系统采用一体化建设模式时，基于统一平台，系统前置采集部分、数据库服务器宜与平台统一考虑，应用服务器独立配置以实现水调自动化系统的基础计算和高级应用功能。

3. 系统软件配置原则

软件系统由系统软件、支撑平台软件和应用软件组成，软件配置原则如下：

（1）软件系统的可靠性、兼容性、可移植性、可扩充性等性能指标应满足系统本期及远景规划要求；

（2）软件系统应为模块化结构，以方便修改和维护；

（3）软件系统应支持跨平台功能，能够屏蔽硬件和操作系统的差异；

（4）软件系统应提供标准的软件接口，以方便用户接入应用软件。

## 第二节　调度管理系统

电力系统调度管理系统主要为电网调度机构日常调度生产管理作支撑，系统能够将与电力系统调度管理有关的信息进行综合分析、处理和应用，是实现电网调度规范化、流程化和一体化管理的技术保障。

### 一、主要功能及要求

由于调度管理系统服务于电力调度控制中心（以下简称调控中心）的业务管理，不同的调控中心历史沿革不同，工作和管理习惯不同，对调度管理系统的设计会提出不同的需求，本节给出两种配置模式及其基本功能，具体工程可根据管理方式进行模式选择及功能增减。

（一）模式一功能及要求

1. 调度运行应用

调度运行应用是调度管理应用的核心内容，为调度运行相关工作提供技术支撑，主要包括运行值班日志、支撑实时运行、支撑调控运行计划管理、支撑二次设备运行管理等应用功能。

（1）运行值班日志。系统应具备调度运行值班日志、调控运行值班管理、自动化值班日志、水电及新能源运行值班记录等功能。

（2）支撑实时运行。系统应具备调度倒闸操作管理、设备监控操作管理、调度集中监控缺陷管理、断面限额管理、拉限电序位及拉限电可控负荷统计等功能。

（3）支撑调控运行计划管理。系统应具备新设备启动调度管理、停电计划管理等功能。

（4）支撑二次设备运行管理。系统应具备继电保护定值整定、设备缺陷管理、继电保护及安全自动装置动作统计评价、自动化系统及设备缺陷管理、自动化系统设备检修管理等功能。

2. 专业管理应用

专业管理应用包含安全内控监督及调控运行、设备监控、调度计划、水电及新能源、系统运行、继电保护、调度自动化、调度技术管理及综合计划各专业管理功能。

（1）安全内控监督。系统应具备备调管理、电网安全管理、安全内控机制建设管理、调度安全保障能力评估等功能。

（2）调控运行管理。系统应具备调控运行问题反馈管理、反事故演习管理等功能。

（3）设备监控管理。系统应具备调度集中监控接入（变更）、验收、许可管理等功能。

（4）调度计划管理。系统应具备电网经济运行分析管理、并网调度协议签订管理、并网电厂考核管理等功能。

（5）水电及新能源管理。系统应具备新能源优先调度管理、风电反事故措施整改管理等功能。

（6）系统运行管理。系统应具备基础数据管理、

网源协调管理、年度运行方式归档管理、联合计算管理、电网2～3年滚动分析校核管理等功能。

（7）继电保护管理。系统应具备继电保护反事故措施管理、继电保护信息管理、微机继电保护装置软件版本管理等功能。

（8）调度自动化管理。系统应具备自动化系统运行维护记录、技术支持系统使用问题反馈处置管理等功能。

（9）调度技术管理。系统应具备电网应急管理、同业对标管理、调控工作评价、技术培训管理等功能。

3. 机构内部工作管理

机构内部工作管理应用主要实现调控中心内部管理功能，用信息化、流程化的手段为中心内部管理作支撑。

（1）处室内派工单流程管理。系统应能实现调控机构各专业处室内部工作分派、工作处理、工作完成的流程化管理功能。

（2）中心工作计划安排及督导。系统应能实现调控机构年度、月度、周工作计划，以及临时计划的全程闭环管理，具备对工作各阶段的总结、协同管理功能，具备计划督导与协同功能，对重要时间节点、重点业务实现可视化管理。

（3）中心领导工作及参会协调协同。系统应能通过中心各专业填报需要领导参加的工作，由综合管理专业进行维护并发布，实现中心领导日常工作计划管理。

（4）公文管理。系统应具备公文传真流转、公文回执管理、公文库管理、资料管理等功能。

（5）会议管理。系统应能完成中心每周工作会议计划管理和会议室统一管理。

（6）二十四节气表。系统应能够将全年12个月的工作列表列出并排列计划，对调度常态重点工作进行具体安排监督。

（7）协同工作流程。系统应能够通过起草工作任务，分发各专业处室进行处理，以达到各专业协同工作完成某一具体工作任务。

（8）员工工作日志。系统应能够实现中心内部工作日志填写、查看、批注等管理功能。

（9）工程项目管理。系统应能够实现中心内部工程项目的申请、审核、批准，以及批准后的工程全过程管理。

（10）固定资产管理。系统应能够实现调控中心固定资产的台账管理功能。

（11）基本动态综合数据及人员情况表管理。系统应能够对一二次设备台账、组织机构人员等基础数据信息进行统一管理，并能够进行多维度的展示和分析。

（12）党务管理。系统应能够采用信息化手段进行党和工会工作管理。

（13）宣传报道管理。系统应能够实现中心内部信息发布、审批和综合查询等功能。

4. 统计分析评价

统计分析评价应用采用时间、空间等多维度分析方法，对电网运行信息、二次设备运行信息、其他类应用的分析评价结果等数据进行综合挖掘分析，形成分析和评估结果。同时依据上级调控机构上报数据要求及本专业管理要求，形成各类统计分析报表。

（1）标准报表。系统应具备电力生产日报和一体化统计分析报表等功能。

（2）专业报表。系统应具备调度集中监控运行统计分析、调控运行查询统计、水电运行统计分析、新能源运行数据统计分析、继电保护运行报表、自动化运行报表等功能。

（3）分析评价。系统应具备电网调控运行分析、电网调控安全分析、电网调控二次设备分析等功能。

5. 信息展示与发布

信息展示与发布应用实现调控中心电网运行、运行统计、新能源信息、电网计划信息、专业动态等信息的综合展示和发布，并为各类调度管理岗位提供特色化操作界面。

（1）调度门户信息展示。系统应具备新闻公告和调度系统动态信息发布功能。

（2）调度生产信息共享。应能实现电网运行信息、运行统计信息、新能源信息、电网计划信息等信息的展示与发布。

（3）个性化定制。系统应具备个性化定制功能，如实现岗位关联、岗位界面特色化等。

6. 调控机构业务协同

（1）调控机构内业务协同。调控机构内的业务协同主要包括业务的横向共享和纵向贯通，其中横向共享上应能实现与智能电网调度控制系统基础平台数据共享，为方式潮流稳定计算、保护整定计算、安全自动装置定值策略整定计算等提供相关信息；纵向贯通上应能以相关标准规范为基础进行互联互通，实现业务流程交互等功能。

（2）调控机构外业务协同。系统应能以相关标准规范为基础，实现与生产管理系统、运营监测中心信息支撑系统、通信管理系统、电能质量在线监测系统、SG-186数据中心、配电应急抢修等系统的数据共享和业务协同。

（二）模式二功能及要求

1. 并网管理类

（1）并网前期管理。系统应具备规划与项目前期审查、工程前期调度工作管理、中长期运行方式的流程化管理等功能。

（2）并网准备管理。系统应具备并网申请管理和并网调度协议管理等功能。

（3）并网启动试运管理。系统应具备启动方案管

理、启动申请及试运行的流程化管理等功能。

2. 运行风险管理类

（1）模型参数管理。系统应具备为电网安全稳定计算提供模型参数的功能。

（2）安全稳定管理。系统应具备计算数据管理、计算工具版本管理、稳定防线管理、TA定值管理、机网安全调度管理等功能。

（3）无功电压管理。系统应具备变压器分接头管理、主变压器中性点管理、无功电压调控方案管理、AVC策略管理、AVC定值管理、电压无功优化分析等功能。

（4）安全自动装置运行管理。系统应具备安全自动装置设备及版本管理、安全自动装置动作信息管理、安全自动装置投退及缺陷管理、安全自动装置反措管理、安全自动装置设备定检管理、安全自动装置年度运行计划管理、安全自动装置定值及策略表管理等功能。

（5）电力监控系统安全防护管理。系统应具备安全防护方案审批、安全防护测评及评估审批、电力监控系统入网安评、安全防护变更审批、安全事件处理的管理等功能。

（6）运行风险管控。系统应具备非计划停运概率管理、气象与环境灾害管理、基准风险（电网正常方式或正常情况下在较长时期内存在的风险）管理、基本风险（系统试验、设备检修、设备异常等非正常方式或特定情况下一定时期内存在的风险）管理、实时运行风险管理等功能。

（7）系统运行应急管理。系统应具备应急预案管理、应急培训与演练管理、应急预警发布管理、应急响应与处置管理、应急支持管理等功能。

3. 运行计划管理类

（1）发电能力管理。系统应具备发电燃料管理和装机容量管理功能。

（2）发受电计划编制。系统应具备发受电计划编制及其流转审批功能。

（3）综合停电管理。系统应具备对计划停电、故障停电、二次设备检修（主要包括保护装置、安全自动装置、自动化设备和通信设备）的管理功能。

（4）用电调度管理。系统应具备负荷预测管理、有序用电、重要用户并网管理、保供电通知单管理等功能。

（5）运行方式管理。系统应具备电网年度、季度、月度、周、日运行方式的编制以及电网调度运行方案的编制功能。

（6）水调管理。系统应具备水情预测分析、水库综合用水协调、水库运用计划、小水电管理等功能。

（7）系统运行计划。系统应具备电网年度系统运行计划制定及系统运行计划执行等功能。

4. 运行控制管理类

（1）调度操作票。系统应具备根据调度运行专业规程、规定等制度的相关要求实现电网调度操作票的信息化、智能化管理的功能。

（2）调度运行日志。系统应能对管辖范围内的各类电网运行情况进行记录，对授权用户提供调度运行日志查询服务。

（3）设备监控日志。系统应能对监控电网范围内的各类设备运行及缺陷情况、异常信号情况、设备远方操作情况、在线监测告警信息处置情况，以及监控运行相关业务进行记录。

（4）调度操作指挥。系统应具备检修工作快速指挥、故障抢修指挥、调度操作指令票通告、巡维功能、厂站快速数据上报、定值执行管理、消息管理、重大事故情况汇报、危险点查询、通知公告管理等功能。

（5）应急预案及事故决策支持。系统应具备对事故预想、应急预案和事故决策支持的管理功能，主要包括应急预案的编制、审核批复、发布，事故发生时能够支持与应急预案的关联，提示处置事故的应急预案等。

（6）调度信息报送与发布。系统应能实现电网正常运行信息、故障及异常信息等调度运行信息的统计、报送和发布工作。

（7）调频定值管理。系统应能实现一次调频定值单和 AGC 定值单的编制、审核、审批及下发到电厂等功能。

5. 运行评价与改进类

（1）发电运行评价。系统应能实现发电并网机组运行管理考核、辅助服务补偿、运行及安全性评价等功能，并应支持上下级调度主站关于发电厂运行评价相关信息的交互。

（2）系统运行评价。系统应能实现电网运行的安全性、经济性、优质性和环保性的综合评价，包括一次、二次设备运行指标统计和性能评价、调度机构计划和调控行为评价、输变电运行单位维护和操作行为评价和分析等。

（3）调度工作评价。系统应能实现对调度、方式、水调、保护、通信、自动化、综合等专业的工作安全性、工作计划管理与评价以及评价后改进等功能。

（4）专业运行报表。系统应能实现调度、方式、保护、通信和自动化等专业报表功能，并能根据不同专业对数据精度要求的不同，进行报表数据精度的设置。

（5）每日运行汇报。系统应能通过与专业运行报表、数据中心等应用的关联，实现每日运行信息的综合应用和汇总，生成各专业的每日运行汇报信息。

（6）信息披露与 Web 发布。系统应能实现将调度主站中信息、通知、通告等通过 Web 方式进行发布或公告功能。

6. 二次系统管理类

（1）二次生产前期管理。系统应具备二次规划专

业管理、二次设备采购专业管理、二次系统新设备入网检测管理、二次系统设备挂网试运行、二次系统招标技术规范书管理等功能。

（2）保护运行管理。系统应具备保护动作信息管理、保护装置投退及缺陷管理、保护反措管理、保护设备定检管理、保护年度运行计划管理等功能。

（3）自动化运行管理。系统应具备自动化值班及运维管理、自动化设备检修管理、自动化反事故措施管理、自动化设备定检管理、自动化年度运行计划管理等功能。

（4）通信运行管理。系统应具备通信运行管控、通信设备检修管理、通信网月度检修计划编制、通信设备缺陷管理、通信反事故措施管理、通信设备定检管理、通信年度运行计划管理等功能。

（5）二次设备运行和服务评价。系统应能实现对供应商的产品及服务的运行评价和服务评价功能，并能通过接口汇总到物资部。

（6）二次技术管理。系统应能实现二次系统技术标准编制的流程化管理功能，包括技术标准年度编制计划及技术标准编制流程。

（7）设备及版本管理。系统应能实现电网、电厂的保护、通信和自动化设备的台账管理及版本管理等功能。

（8）保护定值管理。系统应具备保护定值的整定方案和整定计算管理功能。

（9）通信资源申请及服务管理。系统应具备公网和专网通信资源管理、通信报障申请和办公电话管理等功能。

（10）自动化资源及服务管理。系统应具备系统运行数据管理以及自动化需求管理等功能。

7. 运行支持管理类

（1）系统运行安全管理。系统应具备调度安全监察和系统运行隐患排查管理等功能。

（2）系统运行技术管理。系统应具备科技创新管理和项目管理等功能。

（3）业务培训管理。系统应具备对控制中心内部员工的在线培训、考试、考核等功能。

（4）运行资质管理。系统应具备受令资质管理和二次资质管理等功能。

（5）调度生产环境管理。系统应具备调度生产电源管理和调度生产区域空调管理等功能。

（6）工作计划管理。系统应能实现对控制中心各专业工作计划的管理及其执行评价，包括专业运行计划管理，月度、季度及年度计划执行评价，评价结果管理，历史评价查询统计等功能。

## 二、系统配置

### （一）系统总体架构

调度管理系统从建设模式上可分为各级调度独立建设和垂直一体化建设两种模式，随着调度自动化技术的发展，独立建设模式已经不再适应调度工作要求，一体化建设模式成为必然趋势。而对于一体化建设模式可分为分布式建设和集中式建设两种方式，两种方式框架结构分别如图18-1和图18-2所示。

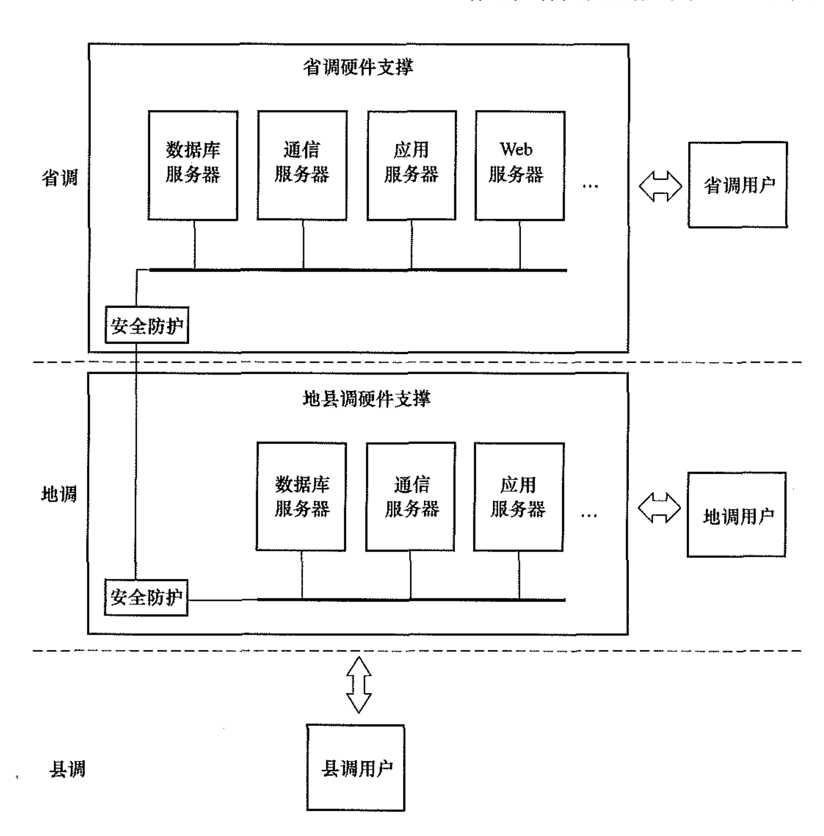



图18-1　分布式一体化建设方式框架结构图

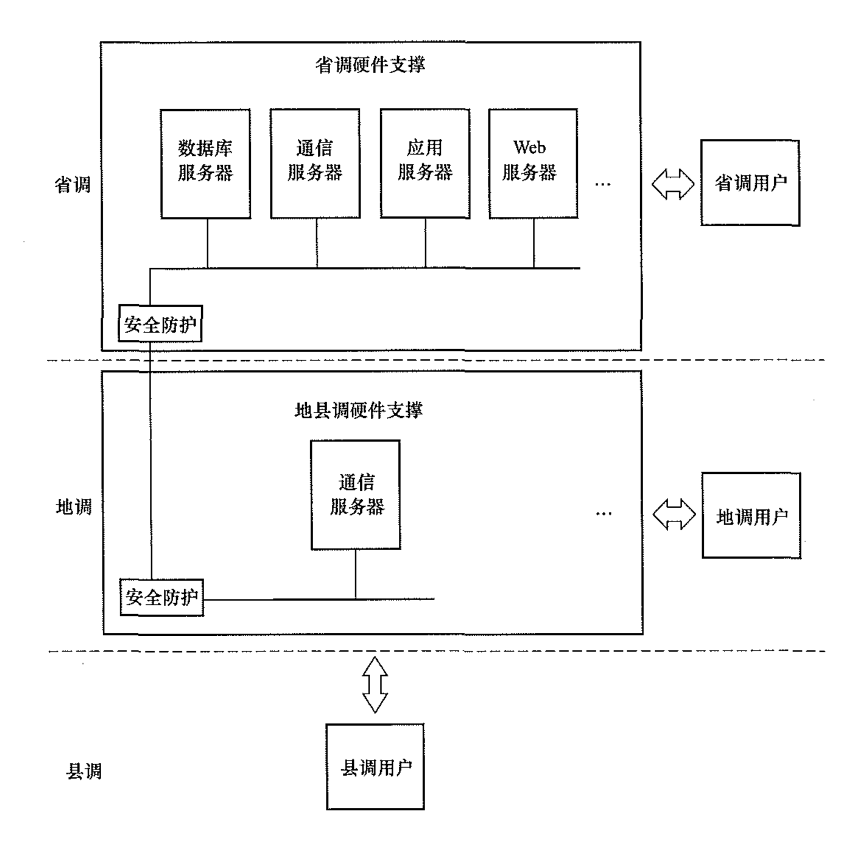



图 18-2　集中式一体化建设方式框架结构图

集中式和分布式两种方式区别体现在公用硬件设备的部署方式，集中式将公用硬件如数据库服务器和应用服务器等统一部署在省调，应用功能在省调统一实现；分布式部署则在地调也部署公用硬件设备，地调可以独立进行实体应用。

不同省级及以上调度管理系统可单独建设，但是应采用统一规范、统一流程，应用界面总体布局、风格保持一致；对于地县级调度管理系统宜以省为单位采用省地县一体化部署模式，根据实际情况决定采用集中部署或分布部署方式。

（二）系统主要硬件配置

1. 服务器

（1）通信服务器。通信服务器用于采集调度管理系统所需基础信息，并实现与相关系统进行数据交换、与上下级调度部门进行数据交换的功能。

（2）数据库服务器。数据库服务器为调度管理系统提供统一的数据服务功能。数据库服务器宜按照安全区统一配置。

（3）应用服务器。应用服务器主要运行系统支撑软件以完成调度管理系统所需的应用功能。

（4）Web 服务器。Web 服务器提供调度管理系统 Web 发布功能，Web 服务器宜按照安全区统一配置。

2. 工作站

工作站主要包括应用及维护两部分，具体数量应根据实际情况进行配置。

3. 存储设备

系统应配置磁盘阵列设备，根据系统建设方式选择按照安全区统一配置或单独配置磁盘阵列设备。

4. 网络及安全防护设备

（1）网络设备。网络设备主要包括主网和采集网交换机，宜双重化配置，可根据系统建设方式选择按照安全区统一配置或单独配置网络设备。

（2）安全防护设备。安全防护设备的部署应满足《电力监控系统安全防护规定》（国家发展和改革委员会令 2014 年第 14 号）和《电力监控系统安全防护总体方案》（国家能源局 2015 年第 36 号）。

（三）系统软件配置

1. 操作系统软件

系统应为服务器、工作站等设备配置相应操作系统软件，操作系统应选用具有开放性、高可靠性和安全、成熟的产品，并应具有安全可靠地防护措施。

2. 数据库软件

系统应配置相关数据库软件，数据库软件应具有维护性和可扩展性。

3. 应用软件

系统应依据实际情况配置相关各类应用软件。

## 三、信息交互

1. 信息共享

（1）信息输入。调度管理系统的信息输入应包括

基础数据和运行计划信息两部分，其中基础数据包括一、二次设备信息，所辖电厂信息，直调用户变压器信息，调度主站设备（资产）信息，组织机构人员信息，持证上岗信息，水文气象信息等，该部分数据可由调度管理系统自行采集、录入，经过调控中心专业处（科）室审核后实体存储，或者通过接口从生产管理系统等相关应用系统采集；运行计划信息包括能量管理系统、电能量计量、新能源等自动化系统运行信息，发用电计划信息等，该部分数据通过接口从安全区Ⅰ、Ⅱ相关系统采集。

（2）信息输出。调度管理系统的信息输出大致分为两种方式：①通过数据接口与其他各类应用系统进行通信，将所需信息送至各应用系统；②通过 Web 方式进行信息展示与发布。

2. 业务协同

调度管理系统应能实现横向和纵向上的业务协同，横向上能通过调控中心各处（科）室协同完成某一具体工作任务；纵向上能保证各级调度一体化完成某一具体工作流程。

# 第三节 其他技术支持系统

## 一、雷电定位监测系统

### （一）监测内容

雷电定位监测系统主要监测内容为雷电数据，包括雷电波的方向、距离、高度角等物理参数，还应包括地闪发生的时间、地点、雷电流幅值、极性、回击次数以及每次回击的时间、地点、雷电流幅值、极性等物理参数。

### （二）功能设计

雷电定位监测系统通过在线监视雷电活动，分析判断电网故障是否为雷击故障，并结合其他系统数据进一步确定雷击故障点坐标。通过积累雷电数据，为制定防雷标准、检验防雷设施提供依据，为线路走廊规划提供参考。

根据其功能定位，雷电定位监测系统主要功能应包括雷击定位、事故性质判定、雷电活动监测告警及显示、雷电数据库建立，根据需求可配置高级应用。

1. 雷击定位

在线获取雷电活动数据，包括地闪发生的时间、地点、雷电流峰值、雷电流极性以及回次次数，还应包括每次回击的时间、地点、雷电流幅值、雷电流极性等物理参数，实现雷击定位。

2. 事故性质判定

在线获取电力系统跳闸同时段的雷击参数，结合电力系统参数，判定系统是否为雷击故障，协助分析系统故障原因，判定事故性质。

3. 雷电活动监测告警及显示

显示雷电活动轨迹，监视和分析雷电活动情况，实时计算线路雷击风险，针对高雷击风险的输电线路提供雷击告警信息。

提供丰富友好的人机接口，包括表格和图形画面，可进行设置参数，查看统计分析结果。

4. 雷电数据库建立

建立雷电历史数据库，统计地区地闪密度、雷电日、雷电小时、落雷总数、雷击电流强度等雷电历史数据。统计输电线路、电厂、变电站等雷电数据，生产雷区分布图。

5. 高级应用

高级应用可分为专家系统功能、事故自动诊断功能和综合展示功能。

专家系统根据雷电活动历时数据进行智能分析，并提供辅助决策，为防雷设计提供依据。

事故自动诊断功能通过获取输电线路跳闸信息和继电保护测距系统相关信息，自动分析判别故障性质。

综合展示功能应可基于探测站上传数据实现雷电波电磁波波形展示功能，同时支持雷电分布图、污区分布图、覆冰分布图的综合展示。

### （三）系统配置

1. 建设模式

雷电定位监测系统由主站系统、雷电定位探测站和相应的信息传输通道构成。雷电定位探测站通过电磁场天线测量云对地放电的电磁波基本参数，并将实测数据送至主站系统。

雷电定位监测系统宜部署在安全区Ⅲ，系统建设模式分独立建设和一体化建设两种模式，按目前电网调度自动化系统发展趋势，宜采用一体化建设模式。系统独立建设时，应独立配置采集、存储、分析处理以及展示查询硬件设备。系统一体化建设时，与调度控制系统或其他自动化系统共用一个平台，雷电定位监测系统仅作为调度控制系统的一个应用功能模块。电网参数及模型录入、数据采集和存储、人机界面、信息发布、可视化展示以及系统管理等功能由平台统一实现。

2. 可靠性指标

（1）可用率大于等于 99.7%；

（2）系统运行寿命大于等于 8 年；

（3）系统平均无故障时间大于等于 10000h；

（4）每个探测站故障次数小于等于 0.5 次/年。

3. 软件配置

雷电定位监测系统的软件部分包括系统软件、支撑软件、基本应用软件和高级应用软件四部分，其中高级应用软件可根据实际需求选配。

系统软件应满足实时性和高可靠性的要求，采用的操作系统应为高可靠性、开放性和高安全性的国产操作系统。

支撑软件主要包括数据库软件、系统组态软件和系统管理软件。应具有维护性和可扩展性的实时数据库和历史数据库以及方便、实用的图形和报表软件。

基本应用软件应采用技术成熟的模块化应用软件，包括前置数据采集、分析处理、监测告警、统计查询、数据接口和数据通信功能。

（1）前置数据采集。前置数据采集接收各个雷电探测站上传数据，为系统提供雷电监测的基础数据，此部分功能负责数据的采集、传输及存储。

（2）分析处理。分析计算雷电地闪的定位数据，为雷电数据的查询、统计提供基础数据。应协助分析电网故障性质，判断是否为雷击故障。

（3）监测告警。根据雷电活动数据，结合输电线路地理位置关系，根据设定的告警阈值生产告警信息，提供告警列表、图等可视化展示手段。

（4）统计查询。根据历史数据统计得到基础雷电参数，获取雷电活动发生规律。应支持区域查询、输电线路走廊查询等不同查询方式。

（5）数据接口。具备与输变电设备状态监测系统、GIS 系统、气象信息系统、环境监测系统、调度控制系统、继电保护故障测距等数据接口。具备与其他雷电定位监测系统数据通信接口。

（6）高级应用软件主要包括专家系统、自动诊断功能及综合展示功能。专家系统基于大量历史数据提供辅助决策，指导防雷设计。自动诊断功能具备自动分析判断功能，提供雷击故障分析结果。综合展示功能应包含雷电电磁波展示及雷区分布图、污区分布图及覆冰分布图的综合展示。

4. 硬件配置

雷电定位监测系统独立建设模式时，宜包括前置服务器、应用服务器、数据库服务器、磁盘阵列、GIS 服务器、Web 服务器、工作站，以及组网交换机、防火墙、天文时钟、网络打印机等辅助设备。主站系统宜采用双重化网络结构，前置服务器、应用服务器、数据库服务器等系统关键服务器应冗余配置，工作站根据需求可配置维护工作站和用户工作站若干。

雷电定位监测系统采用一体化建设模式时，基于统一平台，系统前置采集部分、数据库服务器、GIS 服务器以及 Web 服务器宜统一考虑，独立配置应用服务器以实现雷电定位监测系统的基础计算和高级应用功能。

（四）信息交互

1. 数据输入

（1）其他雷电定位监测系统：采集的原始数据和雷电定位结果。

（2）输变电设备状态监测系统：输电设备覆冰监测信息、线路铁塔微气象监测数据和输电线路视频信息。

（3）GIS 系统：相关地理坐标数据。

（4）气象信息系统气象：天气预报数据和历史气象数据。

（5）环境监测系统：污区分布信息。

（6）调度控制系统：电网模型数据、一次接线图形信息。

（7）继电保护故障测距系统：线路继电保护测距信息。

2. 数据输出

（1）其他雷电定位监测系统：采集的原始数据和雷电定位结果。

（2）输变电设备状态监测系统：雷击定位结果、实时雷区分布相关信息，以及雷电趋势相关信息。

（3）调度控制系统：雷电告警相关信息、雷击故障分析结果、雷电定位结果。

## 二、电能质量在线监测系统

（一）监测内容

电能质量在线监测系统监测内容应包括稳态实时数据、统计数据、告警信息、实时波形及暂态数据。详细稳态实时数据、统计数据、告警信息分别见表 18-1～表 18-3。

表 18-1　　稳态实时数据表

| 序号 | 电能质量参数名称 | 序号 | 电能质量参数名称 |
|---|---|---|---|
| 1 | 相（线）电压有效值 | 7 | 2～50 次谐波电流含量 |
| 2 | 电流有效值 | 8 | 正序电压 |
| 3 | 电压总谐波畸变率 | 9 | 负序电压 |
| 4 | 相（线）电压基波 | 10 | 零序电压 |
| 5 | 2～50 次谐波电压含有率 | 11 | 单相有功功率 |
| 6 | 基波电流 | 12 | 负序电流不平衡度 |

续表

| 序号 | 电能质量参数名称 | 序号 | 电能质量参数名称 |
|---|---|---|---|
| 13 | 零序电流不平衡度 | 19 | 频率 |
| 14 | 单相无功功率 | 20 | 电压波动 |
| 15 | 单相功率因素 | 21 | 短时间闪变值 |
| 16 | 总有功功率 | 22 | 长时间闪变值 |
| 17 | 总无功功率 | 23 | 电压偏差 |
| 18 | 三相功率因素 | 24 | 频率偏差 |

**表 18-2　　统计数据表**

| 序号 | 电能质量参数名称 | 序号 | 电能质量参数名称 |
|---|---|---|---|
| 1 | 相（线）电压有效值 | 14 | 零序电压不平衡度 |
| 2 | 电流有效值 | 15 | 单相有功功率 |
| 3 | 电压总谐波畸变率 | 16 | 单相无功功率 |
| 4 | 相（线）电压基波 | 17 | 单相功率因素 |
| 5 | 2～50 次谐波电压含有率 | 18 | 单相基波功率因素 |
| 6 | 2～50 次间谐波电压含有率 | 19 | 总有功功率 |
| 7 | 基波电流 | 20 | 总无功功率 |
| 8 | 2～50 次谐波电流含量 | 21 | 三相功率因素 |
| 9 | 2～50 次间谐波电流含量 | 22 | 基波功率因素 |
| 10 | 正序电压 | 23 | 频率 |
| 11 | 负序电压 | 24 | 电压波动 |
| 12 | 零序电压 | 25 | 电压偏差 |
| 13 | 负序电压不平衡度 | 26 | 频率偏差 |

**表 18-3　　告警信息表**

| 序号 | 事件名称 | 序号 | 事件名称 |
|---|---|---|---|
| 1 | 电压总谐波畸变率越限告警 | 11 | 电压上偏差越限告警 |
| 2 | 电流总谐波畸变率越限告警 | 12 | 电压下偏差越限告警 |
| 3 | 奇次谐波电压含有率越限告警 | 13 | 短时间闪变值越限告警 |
| 4 | 偶次谐波电压含有率越限告警 | 14 | 长时间闪变值越限告警 |
| 5 | 谐波电流越限告警 | 15 | 电压暂降告警 |
| 6 | 电压负序不平衡度越限告警 | 16 | 电压暂升告警 |
| 7 | 电流负序不平衡度越限告警 | 17 | 电压中断告警 |
| 8 | 频率高越限告警 | 18 | 电压有效值越限告警 |
| 9 | 频率低越限告警 | 19 | 有限有效值变化量越限 |
| 10 | 长期电压中断告警 | 20 | 电流有效值越限告警 |

（二）系统功能

电能质量在线监测系统包括数据采集管理、电能质量在线评价、电能质量在线分析、电网安全风险在线分析等功能模块。

1. 数据采集管理

（1）基础台账采集。设备范围主要包括输电线路、变电一次设备、发电、配电等，完成主配网设施、母线、线路等基础台账数据的采集功能。

（2）运行数据采集。运行数据采集范围主要包括电网频率、中枢点电压、供电电压、主网停电事件、配网停电事件、主网潮流运行数据，以及暂态电能质量事件相关信息等。

2. 电能质量在线评价

（1）可靠性指标评价。可靠性指标主要包括输变电系统可靠性指标和用户供电可靠性指标。

电能质量在线监测系统完成基础数据、运行数据的自动采集和存储，提高数据采集的稳定性和时效性，完成可靠性指标在电能质量在线监测系统中的统一监测管理和应用。在停电事件数据自动采集的基础上，达到可靠性指标的在线、及时计算与分析。

（2）电压指标评价。电压指标包括电网中枢点电压和供电电压两部分。

1）中枢点电压指标管理。中枢点电压数据主要来自调度控制系统，通过调度控制系统数据的采集，对母线运行的最高电压、最低电压情况和母线电压越限情况进行统计管理，集成并计算中枢点电压合格率、中枢点电压波动合格率，并对电压合格率指标计划、指标运行情况、合格率完成情况进行全过程管理。

2）中枢点台账管理。中枢点母线台账管理主要完成中枢点母线数据的在线集成、在线查询管理和数据质量管理，中枢点母线信息主要包括中枢点母线名称、调度单位、电压等级、设备型号、出厂编号、出厂日期、投运日期、退出日期、退出原因等。

3）指标数据在线计算与统计。对电网中枢点电压运行指标数据进行在线统计，并分析所需的基础数据和监测数据，在线计算全网中枢点电压合格率，完成多维度的报表汇总和上报；计算电压越限的母线个数占总数的比例，完成母线越限比例的统计与汇总管理；对电网中枢点电压的最高、最低电压值进行在线采集，并进行在线汇总和统计管理。

4）中枢点电压指标全过程监督管理。电压指标全过程监督管理主要对全网、各省公司及地市单位所管辖的中枢点电压指标的计划、指标相关运行数据情况，以及合格率完成情况进行全过程监督管理。

5）供电电压指标管理。供电电压数据来源于供电电压采集系统，对各电压监测点的最高电压、最低电压情况、电压越限情况、电压合格率，以及综合电压合格率等指标的监测。

6）电压监测点台账管理。电压监测点台账管理主要完成对各供电单位各类别监测点浏览与统计工作的管理，监测点信息主要包括电压监测点名称、监测点类别、电压等级、装置厂家、通信方式、型号等。

7）指标在线计算与分析。系统应能提供各级单位多层次的综合供电电压合格率、分类供电电压合格率在线计算，当前和历史数据在线查询、异常数据在线查询、同比分析、环比分析、时间段分析等电压数据在线分析管理。

8）供电电压指标全过程监督管理。系统应能提供各级单位综合、分类、监测点的电压合格率报表，包括日、月、季、年等报表类型，并对各级供电公司的各类电压合格率的柱状图分析，要求可以按照统计年度、合格率类型进行展现。

（3）频率指标评价。电能质量在线监测系统的电网频率相关业务包括频率指标数据统计与计算、频率指标全过程监督管理。

1）频率指标数据统计与计算。电网频率数据统计的内容包括：各电网当日最高、最低责任频率；当日责任频率越上限、越下限时间，在线计算当日责任频率合格率，数据采集频度为每天采集一次。系统利用质量分析管理功能对频率运行指标进行统计，分析所需的基础数据和监测数据的变化趋势，并完成对电网频率变化趋势分析和历史情况的对比分析。

2）频率指标全过程监督管理。主要对各级电网公司电网频率管理情况和指标运行情况开展全过程监督管理，包括对责任频率合格率目标计划、运行情况总结以及合格率完成情况等进行管理。

3. 电能质量在线分析

通过发展趋势、专项对比、原因分析等多种分析手段，对电能质量的计算结果进行分析，以发现电能质量管理的发展趋势和潜在问题和业务过程中的缺陷，促进业务过程的改进。

可靠性分析：完成重点用户可靠性指标在线分析、关键设施可靠性指标在线分析、省/市可靠性指标在线分析。

电压分析：完成峰谷平电压合格率在线分析、平均电压合格率在线分析、母线电压越限比例在线分析、供电电压合格率在线分析。

电网频率分析：完成责任频率越限时间在线分析、电网频率平均合格率在线分析、责任频率平均方差在线分析。

4. 电网安全风险分析管理

基于对输变电设施可靠性、输变电系统可靠性水平的评价结果，结合电网拓扑连接关系，采用基于潮流的电网可靠性计算方法，实现电网网架风险在线评估计算功能。通过电网安全风险的在线评估，将电网的运行维护模式从关注设备可靠性转变为关注电网运行可靠性，通过反馈设备故障概率、故障风险的综合分析预报信息，以及输变电设施与电网运行管理双向互动。

电网安全风险分析的具体业务内容包括：

（1）基于运行数据的电网可靠性指标计算；

（2）基于运行数据的电网安全风险指标在线计算；

（3）电网安全风险薄弱环节分析；

（4）电网安全风险根源性分析；

（5）电网安全风险区域间相互作用分析；

（6）电网安全风险等级划分及在线预警。

（三）系统配置

1. 建设模式

电能质量在线监测系统由主站系统、电能质量监测终端和相应的信息传输通道构成，电能质量监测终端采集电能质量的基本参数，并将实测数据送至主站系统。

电能质量在线监测系统宜部署在安全区Ⅱ，系统建设模式分独立建设和一体化建设两种模式。系统独立建设时，应独立配置采集、存储、分析处理及展示查询硬件设备。系统一体化建设时，与调度控制系统或其他自动化系统共用一个平台，电能质量在线监测系统仅作为调度控制系统的一个应用功能模块。电网参数及模型录入、数据采集和存储、人机界面、信息发布、可视化展示及系统管理等功能由平台统一实现。系统建设模式宜与上、下级系统建设模式一致，不同主站系统通过网络互连实现数据交换。

2. 可靠性指标

（1）系统年可用率大于等于99.8%；

（2）实时数据传输至主站时间小于等于4s；

（3）系统平均无故障时间大于等于25000h；

（4）系统年数据完整率大于等于95%，特定电能质量指标的年数据完整率大于等于99%。

3. 软件配置

电能质量在线监测系统的软件部分包括系统软件、支撑软件和应用软件三部分，应用软件可根据实际需求配置高级应用。

系统软件应满足实时性和高可靠性的要求，采用的操作系统应为高可靠性、开放性和高安全性的国产操作系统。

支撑软件主要包括数据库软件、系统组态软件和系统管理软件，应具有维护性和可扩展性的实时数据库和历史数据库及方便、实用的图形和报表软件。

应用软件应采用技术成熟的模块化应用软件，包括前置数据采集、分析处理、统计查询、数据接口和数据通信功能。

4. 硬件配置

系统独立配置时，电能质量在线监测系统主站典型配置宜包括前置服务器、应用服务器、数据库服务器、磁盘阵列、通信服务器、Web服务器、工作站，以及组网交换机、防火墙、天文时钟、网络打印机等辅助设备。主站系统宜采用双重化网络结构，其中前置服务器、应用服务器、数据库服务器等系统关键服务器应冗余配置，工作站根据需求可配置维护工作站和用户工作站若干。

电能质量在线监测系统采用一体化建设模式时，基于统一平台，系统前置采集部分、数据库服务器以及Web服务器宜统一考虑，应用服务器应独立配置以实现电能质量在线监测系统的基础计算和高级应用功能。

（四）信息交互

1. 数据输入

（1）其他电能质量在线监测系统：采集的原始数据和分析计算结果；

（2）生产管理系统：主配网设施台账信息、供电电压信息、电压监测点信息；

（3）配电自动化系统：配电变压器台账信息、配电变压器状态信息；

（4）调度控制系统：中枢点电压监测点信息、中枢点电压信息、电网频率信息、主网设施台账信息、中枢点电压监测点信息、中枢点电压信息及电网频率信息。

2. 数据输出

（1）其他电能质量在线监测系统：采集的原始数据和分析计算结果；

（2）调度控制系统：电能质量相关评价指标及分析结果；

（3）配电自动化系统：电能质量相关评价指标及分析结果。

## 三、电网视频监控系统

（一）电网视频监控应用需求

人类感知信息的70%来自视觉。视频具有信息丰富、确切直观、具体生动、真实高效的特点，在信息化高速发展的今天，视频监控技术已广泛应用于工业、电信、金融和物业管理等各个行业，在改善劳动条件、保障人员及财产安全、提高工作效率等方面发挥着重要的作用。

视频监控系统经历了模拟视频监控系统、基于PC的准数字视频监控系统两个主要技术发展阶段，目前进入到了以IP技术为基础的网络数字视频监控系统技术阶段。监控的范围由单一的场所监控向城域监控、广域监控发展，监控规模也逐步从几十个发展到几千个、上万个视频监控点。

20世纪90年代中期以来，电网自动化水平不断提高，电网运行监控实现了“四遥”（遥测、遥信、遥控、遥调）功能，但是仅仅实现“四遥”仍无法满足变电站防盗保安，以及防火、防爆、防浸、防水、防泄漏等环境安全监测需要，因此难以实现变电站无人值守。

通过视频图像实时监控电网设备的运行状况、环境状况和操作结果，运行监控人员和维护管理人员能

够及时发现异常并采取必要的处理措施，从而解决变电站无人值守后存在的一系列问题，有助于实现电网调度的可视化，提高变电站运行和维护的安全性、可靠性和运行管理水平，改善运行与维护人员工作条件。

电网视频监控主要应用于场所安全防护、环境视频监控、电网生产运行视频监控、电网应急指挥、电网运营监控、联合反事故演习六个方面。

1. 场所安全防护

与其他行业一样，场所安防图像监控是电网视频监控系统最基本的应用。电网视频监控系统在安防方面主要应用在以下两个方面：

（1）变电站、营业厅、办公大楼安防。保障电力设施及营业网点、办公大楼等重要办公场所的安全，是电力部门关注的重点之一。变电站要实现无人值守，安防视频监控系统建设尤为重要。

视频监视系统通过与安防报警设备（如电子围栏、红外微波探头、门禁传感器等）配合联动，可及时将报警信号和相应的视频图像传给变电站运维站（操作队）或集控站和安全保卫部门，使得运维人员和公安保卫人员能够及时做出相应处理。

（2）基建施工现场实时管控。变电站和输电线路建设施工特别是线路施工，具有“点多、线长、面广、周期短”的特点，传统管理方式下，管理部门对基建现场的监管主要依靠文件要求、文字反馈、现场检查、暗访等手段，不能全过程、全天候、零距离监视重点作业现场。采用视频监控系统对施工现场进行实时监控，可以及时把施工现场的场景实时传送到各级基建管理部门，使得而各级管理人员可以在任何地点监控现场作业情况，并可将作业图像记录存档，实现可视化现场施工管理。在突遇紧急情况下，可立即通知现场指挥人员迅速处置，严防习惯性违章等不安全作业行为，把施工过程中的安全及质量隐患消灭在萌芽状态，确保施工安全在控。同时，视频监控技术可以提高工程建设现场的透明度，其实时监控的特点也使现场作业人员受监督的体会更加明确，促使其作业行为更加自觉规范。

2. 环境视频监控

环境视频监控主要包括变电站环境监控和调度生产指挥中心自动化、通信、信息机房环境监控，也是电网视频监控系统的另一个基本应用。

（1）变电站环境视频监控。与消防报警系统联动，实现变电站站内关键部位（如主控室、高压室、电容器室、独立通信室、电缆夹层等）防火图像自动监视，满足防火、防爆、防浸、防水、防泄漏、消防设施安全等监测需要。

（2）机房环境监控。在机房环境监控应用中，视频监控系统一方面与消防报警系统和门禁系统联动，实现环境图像监控，另一方面用于监视、记录人员进出机房以及在机房内的工作情况。

3. 电网生产运行视频监控

（1）变电站设备巡检、设备监视。传统的人工巡视不能确保及时发现设备事故隐患和事故状况。一旦事故发生，如果不能准确把握现场环境和设备实际运行状况，只能由操作人员驱车赶到现场，查明原因后再向上汇报给相关部门，这将极大地延误事故处理时间。

电网视频监控系统可用于对变电站重要设备的运行状态进行实时监视，例如通过配置红外热成像仪对设备过热情况进行监测，可以部分或完全取代变电站巡视人员。

变电站视频监控系统设备监视的主要内容包括：①监视变电站内变压器、电抗器、电容器、电流互感器、电压互感器和绝缘子等高压设备的外观运行状态；②监视变电站内其他充油设备、易燃设备的外观状态；③监视变压器油位、风扇，断路器压力的运行情况。

（2）输电线路视频监视。高压输电线路需要穿越各种复杂的地理环境，浮冰、大风、滑坡、泥石流等自然灾害会导致输电线路故障，给电网造成巨大损失。为解决电力线路的日常检测，满足应急指挥需要，以图像监控为主要技术的输电线路可视监控系统应运而生。采用图像在线监控，可以实时观察掌握绝缘子污秽和覆冰情况，导线悬挂异物、断股、覆冰，铁塔安全（铁塔倾斜、塔基被洪水冲刷程度、塔材被盗、大型机械化设备在铁塔周围施工）、输电线路通道周边自然环境情况，如树木生长情况等。

（3）设备操作远方图像监控。变电站设备如果操作不当，将会对国家财产和人身安全造成极大的危害。通过视频监视系统，调控中心值班人员能够对变电站现场操作人员所进行的操作进行远方监护、指导，如果发现不正确的操作，可以及时提醒操作人员，从而确保操作的万无一失。另外，在施工的过程中，由于工作人员的疏忽可能将一些使用的工具或者其他物品遗忘在工作现场，这些遗留物品在地面上不容易观察，这时可以利用高空摄像机发现它们，从而消除安全隐患。

对隔离开关操作结果进行远方图像监视，是电网视频监控系统的一项重要应用。

高压隔离开关是电力系统中使用量最大、应用范围最广的高压电器设备，隔离开关设备的可靠性也是制约实施变电站无人值守的主要技术因素。变电站电动隔离开关实施遥控的主要障碍在于隔离开关存在合闸操作时因合闸不到位或偏位导致接触不良的风险，

以及隔离开关辅助触点不能正确反映隔离开关实际运行状态等问题。从运行统计情况看，已投运的隔离开关（包括进口隔离开关），其一次合闸成功率达不到100%，操作后必须有人到现场确认成功后才能合上。通过远方图像监视确认合闸操作成功，可减少操作人员的工作量，大大缩短操作时间，提高电网安全优质供电水平。

与 SCADA 系统联动，当进行隔离开关设备操作时，视频监控系统可以及时显示操作对象的视频图像，调控中心操作人员和变电站运维人员能够马上看到操作结果，及时发现错误，从而减少或避免生产事故的发生。

此外，通过视频监控系统，可以实现远程专家指导。既当变电站等现场出现难以解决的问题时，专家不必去现场，而是通过视频监控系统视音频双向信号传输功能，对现场人员进行远程技术指导，从而可以大大提高工作效率，缩短故障处理时间。

（4）电网可视化运行监控和调度。通过视频监控系统与调度电话联动，可以实现“闻其声、见其人”，并可由视频监控系统将通话过程中的通话内容和通话双方的视频图像同时记录存储下来，作为事后查证的证物。

4. 电网应急指挥

视频监控系统是电网应急指挥的一个基本工具，在电网发生重大事故时，视频监控系统可以将调控中心以及变电站、输电线路现场图像信息传送到应急指挥中心，各级领导可以利用图像信息和双向语音通话功能，指挥、协调、处理电网事故，增强应对自然灾害的能力。

5. 电网运营监控

视频监控系统用于电网运营监控中心视频实景展示，通过视频监控系统，实景呈现基建现场、营业场所和变电站、重点线路、重点台区等生产现场以及应急抢险及重要保电现场的视频信息，预防及应急处置突发事件，及时消除安全隐患，提高应急抢险成功率和重要保电服务质量。

6. 联合反事故演习

以往电网公司组织联合反事故演习通常通过派遣多组监督检查人员携带预先编制好的演习预案和评判标准到参加反事故演习的单位进行实地观察、评判演习的效果，并向有关领导汇报。通过视频监控系统不但可以在指挥中心远程全面、掌握参加联合反事故演习的现场情况，而且可以随时修改演习预案，实时观察各级操作员对于电网事故应变处理能力，进一步增强反事故演习的效果。

（二）系统架构

电网视频监控系统应适应我国的电网调度、管理体制，采用分层、分域、分级体系结构。

（1）分层。通常视频监控系统分为主站、子站/前端设备两个层次。

（2）分域。电网视频监控系统应按照电网调度、管理部门管辖范围划分不同监控区域，各区域视频监控系统相对独立，分别管理，相互之间不能访问。

（3）分级。电网视频监控系统监视点规模庞大，因此电网视频监控系统平台应根据电网运行监控管理模式、系统前端监控点的规模大小以及数据通信网络条件分成若干级，并实现系统级联。

电网公司宜按照调度管理体制分级，分级数量不宜超过四级。发电集团公司可采用统一的系统平台，也可按照发电公司企业分布地理区域化分为二级。

不同级别的系统具有不同的管理权限。上一级平台应能够对下一级平台实现跨域管理和控制，当下一级平台瘫痪时自动接管下一级平台的职能，直接控制操作前端设备。

从应用角度，视频监控系统可分为主站管理平台（简称主站平台）、子站/前端设备、用户终端和网络四个部分。

1. 视频监控系统主站平台

主站平台主要负责对视频监系统所有设备、网络、用户和图像、语音等资源进行管理和控制，并为系统应用业务及多区域视频监控系统互联提供服务。一般包括呼叫建立与控制、用户管理、设备管理、系统网络管理、音视频存储、流媒体处理、音视频分发等逻辑实体。

视频监控系统主站平台应支持管理服务器冗余配置以及流媒体服务器、存储设备分散部署，并且能够适应各种配置的灵活变更。

2. 子站和前端设备

子站是指部署在厂站端，能够实现音视频信息采集、压缩编码、图像存储、网络上传、当地实时监控、摄像机设备管理、告警联动等视频监控功能以及其他环境、消防告警数据采集、视频智能分析、与其他业务系统通信接口等扩展功能的设备合集，其为逻辑设备概念，通常包括前端设备、编解码设备、当地音视频显示、控制设备及网络设备。

电力系统视频监控子站可以独立设置，也可以与动力环境监控等其他应用功能集成为一体化处理平台。视频监控系统子站也可称为前端系统（station system）。

视频编码设备泛指具有视频信号采集、压缩编码/转发处理、网络传输等功能的设备，并可带有音频处理、设备控制、视频移动侦测、图像存储和回放、摄像机设备管理等特定功能。视频编码设备亦可称之为站端视频处理单元（RVPU）或前端处理设备（station

process device）。

前端设备通常是指安装在监控现场的音视频设备，一般包括拾音器、号角/音箱、摄像机、摄像机配套设备（如镜头、云台、防护罩、轨道机、电源转换器）。对于部分应用，如输电线路在线监测，视频编码器与摄像机一同安装在监控现场，此时前端设备也包含视频编码器。

与其他行业不同，电网视频监控系统前端设备主要安装在变电站、输电线路等自然环境和电磁环境复杂、恶劣的场所，因此，工程设计需要谨慎考虑前端设备的供电、防雷及抗电磁干扰措施。

3. 视频监控系统用户终端（客户端工作站）

视频监控系统用户终端（客户端工作站）是系统信息的服务对象，依托视频监视主站管理平台对各子站的视频摄像机进行操作控制。

4. 视频监控系统网络

网络是视频监控系统设备互联通信以及视音频信息、管理控制信息传输的媒介，包括有线网络和无线网络。

电网视频监控系统应采用 IP 交换网络，运用以太网交换机、路由器、无线网络设备组网。视频图像信息通过编码设备转换为数字信息，通过局域网和广域网传输，不再受地理位置的限制。

主站平台及厂站端视频监控子站内部承载网采用以太网，宜独立组网。

主站平台与厂站端系统之间的承载网应以电力系统企业内部广域综合数据网为主。当不具备综合数据网条件时，也可采用基于传输网的专线通道（SDH 2M 接口）或 IMS 互联；必要时，也可以通过无线公网或租用数据专线通道互联，并应采取必要的安全防护措施。

通常电网企业建有内部综合数据网，可用于视频监控系统组网互联。而发电企业集团公司和所属电厂之间往往分布更为广泛，没有难以建设视频监控系统主站平台与子站之间通常需要租用公共网络运营商经营的网络互联，因此宜采用租用数据专线方式联网。

大型变电站、换流站以及输电线路视频监控前端设备宜采用 EPON 组网技术。输电线路视频监控前端设备宜接入与之相连的变电站或换流站内视频监控系统网络，并应与其他监控设备共用一套传输设备。

输电线路视频监控前端设与变电站或换流站子站之间亦可采用无线 WLAN 设备组网或通过无线公网，如 3G、4G 网络组网，但应采取相应的安全防护措施。

（1）网络带宽要求。视频监控系统网络带宽计算公式如下

$$网络带宽=允许并发接入的视频路数\times单路视频码率 \tag{18-1}$$

电网视频监控系统主站网络带宽规划设计主要考虑变电站视频监控系统子站接入视频监控系统主站平台、视频监控系统主站平台互联、远程用户终端接入运维站（操作队）的网络带宽。

对于采用 H.264 视频编解码技术的视频监控系统，CIF 分辨率的单路视频码率可按照 512kbit/s 估算；D1（4CIF）分辨率的单路视频码率可按照 1.5Mbit/s 估算；720p 分辨率的单路视频码率可按照 2Mbit/s 估算；1080p 分辨率的单路视频码率可按照 4Mbit/s 估算。如采用了效率更高的 H.265 视频编解码技术，则单路视频码率可相应降低一半。由于 IP 语音传输所需带宽最大不到 100K，因此带宽计算可忽略不计。

1）变电站端子站至主站平台的网络带宽：由于变电站监控摄像机数量多，视频流占用带宽较高，因此必须对变电站视频监控子站并发接入的视频路数加以限制，否则电网光纤通信网络将不堪重负。

综合考虑电网视频监控系统应用需要和光纤通信传输网络资源的合理利用，不同电压等级的变电站、直流换流站允许的最大并发传输的视频流数量可以按照如下原则考虑：①500kV 及以上电压等级变电站：子站允许的最大并发传输的视频流数量按照 5 路 720p 分辨率码流图像考虑，即所需接入带宽为 10Mbit/s；②220kV 变电站：子站允许的最大并发传输的视频流数量按照 4 路 720p 分辨率码流图像考虑，即所需接入带宽为 8Mbit/s；③66kV 变电站子站：允许的最大并发传输的视频流数量按照 3 路 720p 分辨率码流图像考虑，即所需接入带宽为 6Mbit/s；④对于通信资源紧张的变电站，初期带宽可以暂按照 2～4Mbit/s 考虑。对于通道资源较为宽松的变电站可进一步增加带宽。

2）视频监控系统主站平台互联的网络带宽：视频监控系统主站平台互联的网络带宽可按照并发连接视频路数不少于 10 路 720p 分辨率码流考虑，即视频监控系统主站平台互联的网络带宽按照 20Mbit/s 设计。如果条件具备，可以增加到 100Mbit/s。

3）远程用户终端接入视频监控系统主站平台的网络带宽：远程用户终端主要为操作队用户，其并发连接视频路数按照 2～3 路 720p 分辨率码流考虑，与视频监控系统主站平台互联的网络带宽按照 4～6Mbit/s 设计。

（2）通信传输网络要求。承载视频监控系统的 IP 传输网络必须能够提供视音频业务端到端的通信服务质量 QoS。根据视音频信息传输特性要求，IP 网络在承载视频监控系统的视音频 IP 包码流时，应做到延迟小、抖动低、丢包率低，其中最重要的指标是丢包率。

通信行业标准 YD/T 1171—2015《2P 网络技术要求 网络性能参数与指标》中规定的适用于视频业务

的1级（交互式）服务质量等级的IP网络指标：①网络时延小于等于400ms；②时延抖动小于等于50ms；③丢包率小于等于$1\times10^{-3}$。

在建设电网视频监控系统时，应考虑其承载IP网络是否能够满足上述要求。必要时，应采取一定的策略，如建设视频监控系统专网，或在承载视频监控系统业务的IP网络中采用DiffServ或MPLS技术以满足电网视频监控系统业务所需的网络QoS。

（3）组网方案。网视频监控系统组网方案需综合考虑主站平台设备安装位置、视频信息传输带宽需求、通信传输网络资源等各种条件。电网视频监控系统组网方案可分为以下三种情况：

1）主站平台之间互联组网。电网视频监控系统作为安全区Ⅲ的应用系统，原则上应利用现有广域信息网络或综合数据网实现互联，并划分MPLS VPN，实现与其他业务（如营销、生产管理等）安全隔离。

如果不具备上述互联条件时，可考虑通过SDH设备加装10/100M以太网接口板单独组网互联。

2）远程分站（客户端）接入主站平台网络。视频监视远程分站与视频监视中心主站之间互联带宽不小于10M，根据具体条件，两者可通过光纤和带光口的网络交换机互联，或通过综合数据网互联，也可以采用SDH设备10/100M接口板或2M/10Base-T协议转换设备构成$N\times10$M（$N\geqslant1$）或$N\times2$M（$N\geqslant5$）带宽专线通道互联。

3）变电站子站接入主站平台网络。变电站子站接入视频监控系统主站平台网络可利用综合数据网互联。在不具备综合数据通信网互联情况下，可通过SDH网络加装10M接口板或$N\times$E1/100Base-T协议转换器单独组网。

（三）系统功能

电网视频监控系统的基本功能可分为视频监控功能、语音通信功能、系统管理功能和外部互连接口功能四个部分，其中前三部分功能与其他行业视频监控系统要求基本相同。

1. 视频监控功能

（1）图像实时监视功能。在线实时监视所有图像和音频信息，完成图像的实时显示、监控。用户能够按照指定设备、指定通道进行图像的实时点播，并能够对点播的图像进行缩放、抓拍和录像。根据需要，对不同监视点进行实时监视和切换。系统支持多用户对同一图像资源的同时点播，支持基于GIS地图的图像点播。用户可通过下拉菜单直接选择监控点，也可以通过在电子地图或3D图上点击具体地理位置选择监视点。对每一个监控画面，用户可以通过点击相应的预置位快速切换到特定的监视角度。用户可以对每一个预置位的属性进行编辑，预置位的属性包括名称和备注。

由于监控点的数量远多于监控显示器的数量，因此实时图像监控通常采用多路图像同屏分割显示方式，在一台显示器上分窗口同时显示多个图像。用户可选择1、2、4、6、8、9分屏方式，并且每个窗口可以轮询方式显示不同监控画面。即在可设定的间隔时间内对监控点进行图像巡检。参与轮巡的对象可以任意设定，包括不同摄像机、同一摄像机的不同预置位等，轮巡间隔时间可自由设置。

此外，监视画面上可以叠加字幕以标识不同位置的摄像机以及同一摄像机的不同的预置位，用户通过字幕就知道所监视的地方。

实时视频图像传输有单播、组播两种方式，单播方式下视频流通过流媒体服务器转发给多个客户端；而组播方式下视频流可通过网络直接传送给各个客户，无需经过服务器转发。

系统应支持多码流，远程视频监控宜采用较低码流编码，优先保证较小带宽占用；本地监控和录像宜采用大码流编码，优先保证图像清晰度。

（2）控制操作。用户能够对前端设备和配套辅助设施进行遥控。系统能够设定控制优先级，保证级别高的用户请求获得优先响应，并且高优先级用户可抢占低优先级用户的控制权。而同级别的用户则根据时间优先的原则获得控制权。此外，系统还应具备云台控制锁定功能，即用户可锁定云台控制权，锁定后其他用户不可抢占其权限。另一方面，系统也具备云台控制权限经过一段时间后自动释放功能，自动释放时间可设置。

所有远程操作都应有记录，包括操作者、时间、事件等。

遥控的内容包括：①监视点摄像设备的镜头及云台。通过操作云台、镜头等图像设备实时改变监视摄像机的光圈、焦距、监视位置等；②设置图像的帧率、分辨率、亮度、对比度、色彩、饱和度等；③辅助设备控制操作，包括变电站灯光的开停，告警装置的投入与解除，远程设置报警设备的报警参数；④报警设备布防/撤防，既可以人工进行远程布防/撤防，也可以事先确定布防/撤防策略，由系统按照制定的策略自动进行布防/撤防，还可以通过电子地图进行布防或者撤防控制；⑤远程控制子站门禁系统的开关并可设置门禁系统的报警参数；⑥控制视频服务器、报警控制器等数采设备的工作状态及参数。

（3）全景图像监控。全景视频监控，顾名思义是对一个范围较为宽阔的场景实现大范围、无死角的实时视频图像监控。从电网视频监控应用需求角度来讲，全景视频监控应包含两个要素：①通过一幅水平视场角可达180°左右或更大，且图像连贯、流畅

的整体画面呈现完整或较为完整的变电站场景；②在实现大范围区域整体监控的同时，不丢失任何细节特征。

全景视频监控能够提供给监控人员一个整体、连贯的场地图像和真实的三维空间视觉感受，节省视频监控系统存储资源，促进视频监控系统走向智能化，提升电网视频监控应用水平，因此发展前景极为广阔。

变电站全景视频监控摄像机主要分为三种：①鱼眼全景摄像机；② 环带全景摄像机；③由 3 个网络枪机和 1 个网络球机和图像拼接融合软件组成的全景视频监控摄像机组，其中网络枪机图像拼接实现变电站 180°全景监视拼接画面监控，高清网络球机用于实现全景画面的局部放大、特写和目标跟踪。

工程中，环带全景摄像机鲜有应用案例；鱼眼摄像机较为适用于规模相对较小的 220kV 终端变电站和 110kV 及以下变电站；对于 220kV 及以上电压等级变电站，则由 3 个网络枪机和 1 个网络球机组成的全景监控方式更为适用。

（4）电子地图功能。采用多媒体地图直观显示各监视现场摄像设备的布点情况以及盗警、火警等感应装置的设防区域，为运行人员提供直观而具体的监视现场的情况。系统具有地图编辑工具，绘图工具提供本系统的基本图元，以便在子站新增监控设备时及时更新系统图。此外，系统支持热区功能，可自定义热区范围，通过点击热区切换到不同的地图。

通过在图上直接点击选取视频监控点就可以实现实时播放、录像回放，能够直接在电子地图上点击监控摄像机设备，查看、设置其工作状态和参数，如摄像机预置位、报警设置等，方便用户的操控。报警发生时，报警地点以醒目的标记闪烁在电子地图上，准确判断报警地点、类型和级别。

（5）事件告警功能。系统具有多种报警的接收、处理、发送和确认功能。当有异常情况发生（如出现盗警、火警等情况）时，系统能迅速告警，并进行记录。

1）设备故障报警和恢复报警：包括温度告警、风扇故障告警、视频丢失告警、运动检测告警、开关量告警、存储满告警、存储读写失败告警、设备上线告警、设备下线告警等。

2）视频移动侦测告警：可设置移动侦测报警的侦测区域、报警灵敏度。

3）视频丢失报警：当摄像机损坏、线路故障或有人盗窃摄像机导致无法收到摄像机视频输出信号时发出报警。

4）报警联动：每路报警均可支持多个联动动作，包括与开关量输出联动、联动到监视器及客户端的视频播放、与摄像机及摄像机预置位联动、与视频存储联动。报警联动策略可由用户设置。

告警发生时可将告警关联的视频画面自动调到计算机屏幕上，当有多个报警事件时，可以根据报警信号的等级选择最高级，并推出相应画面，也可以选择巡视有报警事件的画面。对于时间间隔很短的不同报警信息依照报警信号发生时间的倒序将关联画面调到计算机屏幕上。

报警应分级别处理，各报警的等级可以由用户自由设定。所有报警信息均应能自动保存，可对报警信息进行统计，并可根据需要以报表打印输出。

（6）录像功能。按照规程规定，视频监控系统应将所有摄像机设置的视频图像录制下来，以备事后调查取证使用。通常有如下三种录像方式：

1）手动录像：人工启动或停止视频监控系统的录像功能；

2）自动循环录像：设置摄像机自动进行录像，根据硬盘的容量，自动覆盖较早的录像，录像时间可设置；

3）报警联动录像：根据事先的设定，一旦某个区域发生报警或接收到其他自动化系统的报警信号，可触发对相应监控点的监视画面进行录像，录像时间可设定。

（7）视频录像检索与回放功能。系统能够按照给定的条件进行录像查询、回放和转录。根据需要对录制的数据进行锁定（防止误删除）、删除、复制等操作。其基本要求如下：

1）系统应能按照指定摄像机、时间、报警信息等要素检索历史图像文件并回放，检索和回放精确到秒；

2）可分类检索各监视点的告警记录，对异常告警时的现场情景进行回放；

3）回放时可以进行正常播放、快进、快倒、慢进、慢倒、逐帧进退、画面暂停、图像抓帧等控制，支持回放图像的无级缩放；

4）支持多路回放，可以选择多个摄像机的历史图像，同步回放；

5）支持书签功能，可在视频录像中加入书签；

6）支持游标拖放检索回放功能；

7）支持进度条拖拽跳转播放；

8）支持将录像下载到客户端计算机。

（8）Web 服务功能。系统可与管理信息系统互联，为管理信息网用户提供图像监视，事件检索，录像回放等功能。系统以网页形式提供单画面图像的监看、录像、控制等功能，经过授权的用户无须安装专业软件，仅需访问系统的服务器下载事先设定的监控点名称等配置信息控件，鼠标点击选择相关图像名称就可以实现监控功能。

2. 语音通信功能

电网视频监控系统应具备语音通话功能，监控人

员在视频监控主站系统、应急指挥中心和操作队（运维班）客户端可与现场进行语音通话。此外，系统也能够通过安装在现场的拾音器、音箱，监听现场的声音或进行广播。

3. 热成像功能

红外热成像仪可以有效防止设备故障和计划外的断电事故的发生。通过设置红外热成像仪，自动采集电力设备（如变压器、避雷器、电容器、断路器、隔离开关、绝缘子串等）热成像图，传送至视频监控系统主站平台加以存储，并由热成像自动分析软件进行对比分析，找出热异常部位。当出现异常时，系统发出告警信息。

4. 系统管理功能

（1）用户安全管理功能。视频监控系统应具备用户身份认证管理机制，并可以对视频监控系统操作人员的监视权限、控制权限和管理等级等使用权限进行管理。其基本要求如下：

1）系统可以设置操作员的用户名和口令，设置监控终端和操作人员的连接权限、控制权限和管理等级及使用权限的优先级，对操作人员进行用户管理；

2）同一远程监控终端的操作人员可分为不同的管理等级，不同管理等级的操作人员具有不同的权限；

3）监控终端用户使用权限应有优先级之分，当多个用户同时对远程设备进行控制时，优先级高的用户能抢得对设备的控制权，对摄像机进行监控，其他用户只能查看图像；

4）当有非法用户入侵时，系统自动记录事件，并发报警信息。

（2）设备管理功能。提供软硬件资源的配置及查询；系统性能的实时监视；系统设备的故障报警监视、故障诊断及定位分析，报警日志的创建及维护等。其基本要求如下：

1）支持 SNMP 标准网管协议；

2）具有全网设备状态巡检功能；

3）具有服务器状态（CPU、内存、硬盘、关键进程、数据库服务器关键进程等）监控和阈值告警功能；

4）具有设备的批量处理功能。

（3）网络管理功能。电网视频监控系统应具备如下网络管理功能：

1）全网拓扑自动生成；

2）具有拓扑显示子网信息显示；

3）具有拓扑图链路负荷的显示；

4）具有拓扑图链路数据流量的显示；

5）拓扑图颜色变化显示链路负荷、丢包率等；

6）具有流量阈值告警功能。

（4）系统参数设置功能。电网视频监控系统设备参数设置工作量极大，且大部分设备参数设置是相同的，方便、灵活的参数设置工具能够有效减少系统的维护工作量。

视频监控系统应采用可视化图形编辑，降低工程应用难度，动态新增下级站点，管理站点的动态组态功能，可迅速实现各站点变量联动。

（5）日志和统计报表功能。主要包括：

1）系统日志用于记录发生的所有重要操作，包括登录系统、退出系统、控制操作、语音对讲、系统设置、报警确认等，可以对各种操作记录进行查询及统计操作，日志记录应不可更改；

2）统计报表图形化显示及导出功能。

5. 视频质量智能诊断功能

图像质量智能诊断利用数字图像处理、模式识别等相关技术对视频信号丢失、视频信号干扰、视频图像质量下降等常见视频故障进行智能化分析、判断和报警，以文本、图片或视频等方式输出分析结果。

由于电网视频监控摄像机数量多、分布广，且所处电磁环境恶劣，维护困难，因此采用视频图像质量智能诊断技术，实现状态检修就显得极为重要。

视频图像质量智能诊断的功能主要包括视频亮度异常检测、偏色检测、视频信号丢失检测、遮挡检测、对比度异常检测、画面冻结检测、图像噪声检测，横纹检测等视频图像质量诊断。当系统诊断出视频质量异常时，发出告警信息。

对于 H.264 1080p 的视频图像，目前质量自动诊断的处理速度已经达到 4s/路，而分析一路 H.264 720p 的视频图像则只需 2s，分析一路 H.264 D1 的视频图像则只需 1s，能够满足较大规模的电网视频监控系统的需要。

此外，系统应根据录像计划智能判断前端录像状态，对未按计划录像的摄像机进行告警上报，并能够对录像分析结果分类统计、查询。

（四）系统主站平台设备配置

视频监控系统主站平台通常设置在地市级及以上电网调控中心，发电集团总部、分公司或新能源集控中心。

视频监控系统主站平台主要由服务器设备、存储设备、网络及安全防护设备构成。

1. 服务器配置

视频监控系统主站平台服务器通常按照功能分布式配置方式配置，一般应包括视频管理服务器、数据管理服务器、流媒体服务器、视频图像诊断服务器、网络及设备管理服务器。当平台需要接入非标准协议的编码设备或者不同厂家平台之间采用非标准互联协议互联时，还需要配置通信代理服务器。此外，还可以配置图像智能分析服务器和独立的 AAA 服务器。

（1）视频管理服务器。管理服务器是中心服务平

台的核心单元，可实现前端设备及用户的接入、信令转发控制处理、报警信息的接收与处理、系统及其信息管理及用户认证、授权管理。管理服务器一般应采用冗余配置方式。

（2）数据管理服务器。数据管理服务器用于视频、音频数据存储管理及检索。支持视频回放、视频数据备份、存储资源状态监控。

数据管理服务器通常集中部署，采用双机冗余配置。

（3）流媒体服务器。流媒体服务器为视频转分发单元，可实现视音频请求、接收、转发、分发。

流媒体服务器可实现多级级联、负荷均衡和分布式部署。流媒体服务器必须支持发起请求并建立与一个目标地址的媒体通道；可选择支持接受路由表，按路由表发起逐级请求连接的功能。

流媒体服务器配置数量可根据用户数量确定，一般最少配置 2 台。

（4）代理服务器。代理服务器主要用于实现第三方前端编码设备的接入。代理服务器通过调用第三方设备 SDK，实现信令转换，对第三方前端 DVR、NVR 的实时图像调用、云台控制及录像检索回放，视频流的复制分发，支持实时视频流的转存，启动本地录像及抓拍。当采用标准接口时，则不需要设置代理服务器。

（5）视频图像诊断服务器。视频图像诊断服务器用于对前端摄像机拍摄的视频图像质量进行诊断，并与网络管理服务器配合，从而能够帮助维护人员迅速判断出前端设备是否故障。视频图像诊断服务器配置数量需根据前端摄像机数量规模和分辨率确定。如果摄像机数量在 10000 台以内，配置 1 台视频图像诊断服务器即可。

（6）设备及网管服务器。系统平台应设置设备及网管服务器，实现平台设备及网络资源节点的管理、设备软件版本信息管理、系统日志管理、故障管理、统计报表管理。

（7）图像智能分析服务器。图像智能分析通过对视频图像做结构化处理，对图像中的车辆、人员、物品等目标进行视频检测，自动抓拍、特征提取。事后可以根据目标检索分类检索出来；事中及时报警，事前提前预警。

图像智能分析主要分为行为智能分析和特征智能分析两类。

1）行为智能分析应用主要包括跨越警戒线分析、跨越警戒区分析、物品提取分析、物品遗留分析、人群聚集分析。

2）特征智能分析应用主要包括车辆特征分析和人员特征分析。

图像智能分析有前端智能摄像机自动分析处理、后台服务器集中分析处理以及前端和后台配合分析处理三种模式。从电网应用需求看，采取前端智能摄像机设备处理模式更为适合。

（8）AAA 服务器。AAA 服务器提供用户的认证、授权、记账服务。当采用第三方认证软件时，可设置独立的认证服务器，否则可交由系统管理服务器完成。

用户使用监控平台提供的各项业务服务的时候需要首先对其身份作出验证和授权。用户只有通过身份认证及授权后，方可使用远程视频监控平台提供的授权服务。

根据电网视频监控系统应用特点，系统只需要提供用户认证、授权服务，不需要记账服务。

2. 存储设备

视频监控系统主站平台需配置磁盘阵列用于图像存储，通常采用 IP SAN 存储系统，并支持 iSCSI 协议。磁盘容量根据图像存储路数、单路图像信号占用带宽、存储时间来计算存储磁盘容量。

3. 网络以及安全防护设备

视频监控系统网络的组织应充分考虑信息流和实时性能要求，并根据系统可靠性要求采用双网配置或单网配置。当采用双网配置时，正常情况下双网采用负荷平衡工作方式，一旦某一网络出现故障，另一网络就完全接替全部通信负荷。

由于视频图像信息占用带宽高，因此视频监控系统主网交换机选型及组网方案应充分兼顾当前和远期对网络带宽的需求。

视频监控系统网络安全防护方案需根据系统互联方案确定。所涉及的安全防护设备主要是防火墙。如与 SCADA 系统互联，则需采用网络物理隔离设备。

4. 软件

（1）操作系统。系统服务器多采用 Linux 操作系统；工作站采用 Windows 操作系统。

（2）平台应用软件。与电网其他应用系统不同，电网视频监控系统监控点多、传输的视频信息量大、持续时间长，视频信号的处理、传输、存储、显示等对网络带宽和计算机处理能力的影响极大，而视频监控系统的非媒体流信息（包括控制信令、管理信息和报警信息）的信息量则相对很少，但需要快速响应。另一方面，视频监控系统应用也由单纯的视频系统向图像综合应用、多业务集成系统发展，对系统的性能要求也越来越高。如果控制信息和视频信息的处理由同一服务器处理，系统难以保证性能和可扩展性，并且极易由于信息拥塞而导致瘫痪。因此，电网视频监控系统应采用媒体流（视频流和音频流）承载处理和非媒体流信息处理分离的机制，即系统视频管理服务

器只处理信令流，而媒体流则不经过视频管理服务器，只通过网络或专用流媒体服务器的处理交换分发给客户工作站，以适应大规模视频监控应用需求。

视频监控系统主站平台软件设计应遵循国际开放式标准和规范，采用基于面向对象的应用软件开发体系结构，支持多种终端接入方式，包括 C/S 客户端和 B/S 客户端，并能够设置用户的权限和优先级。

（五）音视频编码标准

1. 音频编解码标准

视频监控前端设备单元及视频监控平台所采用的音频编解码器应符合 ITU-T G.711A。

2. 视频编解码协议

视频监控系统的视频编解码器应支持以下标准中的一种：①ITU-T H.264；②ITU-T H.265；③MPEG-4 Part2；④GB/T 25724 SVAC。

当选用 H.265 视频编解码标准时，应支持 Main Profile；当选用 H.264 视频编解码标准时，应支持 H.264 HP Profile；当选用 MPEG-4 Part2 标准时，应支持 MPEG-4 Advanged Simple Profile；当选用 AVS-P2 标准时，应支持 AVS Part2 Jizhun Profile。

在上述标准中，目前应用最广泛的当属 ITU-T H.264。由于 ITU-TH.265 标准编码效率远高于 H.264，可以大幅度降低网络传输带宽要求，众多厂商产品已经开始采用。因此工程设计中应优选 H.265 视频编码标准。未来也应密切跟踪技术的发展，选择编码效率更高的标准。

3. 码流封装格式

系统支持 PS 封装格式和基于 RTP 负荷的直接封装格式。其中，实时监控码流可采用符合 RFC 3016 和 RFC 3984 要求的 RTP 封装，也可采用 PS 封装，录像存储码流采用符合 ISO/IEC 13818-1 要求的 PS 封装。

电力行业标准 DL/T 283.1—2012《电力视频监控系统及接口　第十部分：技术要求》和国家电网公司企业标准要求实时监控码流采用 RTP 封装格式，而南方电网公司则要求采用 PS 封装格式。已有工程中多采用 PS 封装格式。

4. 传输协议

音视频码流传输应采用符合 IETF RFC 3550 和 IETF RFC 3551 标准的 RTP/RTCP 协议。

5. 音视频控制协议

音视频流控制应采用符合 IETF RFC 2326 标准的 RTSP 协议。

（六）信息交互

电网视频监控系统信息交互分为系统内部信息交互和系统与外部系统信息交互两类。

1. 系统内部接口

（1）系统平台之间接口。视频监控系统平台之间可通过三种互联接口协议互联：①企业私有协议；②DL/T 283.1 中 A 接口协议；③GB/T 28181《公共安全视频监控联网系统信息传输、交换、控制技术要求》标准协议。

企业私有协议分为两类，一类是视频监控平台生产厂商的产品内部协议，另一类是大型用户企业制定的企业内部应用的平台互联协议。工程中，如果不提出标准规定要求，则视频监控系统平台厂商通常会选择采用企业私有互联接口协议。

由于国内绝大多数视频监控系统厂商均支持 GB/T 28181 互联协议，因此，不同厂商平台之间互联多采用 GB/T 28181 互联协议，特别是“平安城市”项目。

（2）子站与系统主站平台接口。与平台之间互联类似，子站 DVR、NVR 与系统主站平台接口也有三种选择：①企业私有协议；②DL/T 283.1 中 B 接口协议；③GB/T 28181 标准协议。

工程中通常由主站平台厂商采用 SDK 开发，通过协议转换方式将已有的采用私有协议的其他厂商 NVR、DVR 接入到视频监控系统平台。

（3）编码器与摄像机及云台接口。分为两类：

1）编码器与模拟摄像机、云台通信接口。编码器采用 RS-485 与模拟摄像机、云台通信接口，用于实现摄像机镜头和云台的控制。

视频编码设备应支持多种控制协议，包括 PELCO-D、PELCO-P、ALEC、VISCA、ALEC_PELCO-D、ALEC_PELCO-P、MINKING_PELCO-D、MINKING_PELCO-P 标准协议。其中较为常用的是 PELCO-D 和 PELCO-P 云台控制协议，一般厂家设备均支持上述两种控制协议。

2）编码器与 IPC 网络摄像机接口。编码器（NVR）与网络摄像机设备接口协议主要有四种：①ONVIF 协议；②PSIA 协议；③DL/T 283.1 中 B 接口协议；④GB/T 28181 标准协议。现阶段工程中应用最为广泛的是 ONVIF 协议。

2. 视频监控系统与其他业务系统接口

（1）视频监控系统与安防系统接口。与其他行业视频监控系统一样，电网视频监控系统通常与安防告警系统和门禁系统互联，以实现告警联动。

在主站端，视频监控系统主站平台需要考虑与机房或调度通信楼的安防报警系统、门禁系统、停车场出入卡口管控系统实现系统集成的需求。

在厂站端，视频监控系统子站通常需要与电子围栏或红外对射等周界安防报警设备、消防告警设备直接接口，或通过与变电站动力环境监控系统或变电站生产辅助系统平台系统集成，实现告警联动。

（2）视频监控系统主站平台与电网变电站数据采集与监控（supervisory control and data acquisition，

SCADA）系统接口。当用户要求对断路器和隔离开关设备操作进行视频图像监控时，需要实现开关动作和操作视频联动。有如下两种选择方案：

1）方案一：由视频监控系统主站与调控中心SCADA系统通过网络接口通信互联，接收SCADA系统传送的开关量信息，作为告警信息自动控制相关摄像机转向事先设定的预置位进行摄像，从而实现视频监控系统与SCADA系统操作联动。

2）方案二：由变电站端视频监控子站与SCADA系统直接接口或通过生产辅助系统互联接口接收开关量信息，实现视频监控系统与SCADA系统操作联动。

视频监控系统应能够对来自SCADA系统的告警信息与来自视频监控系统前端的报警信息同样进行布防、撤防处理，以避免由于正常的维护等原因导致误告警。

（3）视频监控系统主站平台与运营监控技术支持系统接口。在运营监测（控）中心，视频监控系统用于实景呈现基建现场、营业场所和变电站、重点线路、重点台区等生产现场以及应急抢险及重要保电现场的视频信息。视频监控系统平台与运营监控技术支持系统采用网络互联、界面集成方式，运营监控技术支持系统通过单点登录调用视频监控系统相应的界面。

（4）视频监控系统主站平台与电网应急指挥基础支撑系统接口。在电网应急指挥中心，视频监控系统可与视频会议系统等多媒体系统联网接口，通过媒体网关或MCU实现系统集成，图像相互调阅、传输。

（5）视频监控系统主站平台与PMIS系统接口。视频监控系统可与PMIS系统联网，使得获得授权的PMIS系统用户能够调阅视频监控系统图像。

## 四、输变电设备状态在线监测系统

### （一）系统监测内容

由于变电设备、输电设备状态监测数据的种类繁多，工程设计中应根据需要，考虑设备电压等级、重要程度及投资等因素选择具体的监测数据种类。

1. 变电设备状态在线监测

变电设备状态监测的数据类型包括变压器及电抗器状态监测类数据、断路器及高压组合电器（GIS）状态监测类数据、容性设备状态监测类数据。

（1）变压器及电抗器。

1）油中溶解气体监测：包括氢气、一氧化碳、二氧化碳、甲烷、乙烯、乙炔、乙烷。

2）油中微水监测：包括水含量、水活性。

3）局部放电监测：包括放电量、放电次数、放电类型、放电位置。

4）套管绝缘监测：包括泄漏电流、介质损耗和等值电容。

5）铁芯接地电流监测。

6）冷却器风扇及油泵监测：包括自动/手动工作模式、风扇及油泵运行状态、累计运行时间、风扇及油泵马达驱动电流及电压。

7）温度负荷监测：包括环境温湿度、变压器负荷电流及电压、顶部油温、绕组热点温度。

8）有载分接开关监测：包括自动/手动工作模式、触头位置及磨损、马达驱动电流及电压、保护继电器状态和在线滤油机运行状态。

（2）断路器及GIS设备。

1）GIS局部放电监测：包括放电量、放电次数、放电类型、放电位置。

2）$SF_6$气体密度及微水监测：包括$SF_6$气体密度、含水量。

3）GIS室$SF_6$气体泄漏监测：包括$SF_6$浓度、氧含量。

4）避雷器绝缘监测：包括泄漏电流、阻性电流、容性电流和计数器动作次数。

5）$SF_6$气体分解物监测：包括氟化氢、二氧化硫、硫化氢。

（3）容性设备。

1）变电设备状态监测的数据套管绝缘监测：包括泄漏电流、介质损耗和等值电容。

2）电流互感器绝缘监测：包括泄漏电流、介质损耗和等值电容。

3）电容式电压互感器绝缘监测：包括泄漏电流、介质损耗和等值电容。

4）耦合电容器绝缘监测：包括泄漏电流、介质损耗和等值电容。

5）避雷器绝缘监测：包括泄漏电流、阻性电流、容性电流、计数器动作次数、雷击次数、最后一次动作时间。

2. 输电设备状态在线监测

输电线路状态监测的数据类型包括气象环境监测类数据、导线监测类数据、杆塔监测类数据、杆塔附件监测类数据和电缆监测类数据。

（1）气象环境。

1）微气象环境监测：包括风速、风向、气温、湿度、气压、光辐射强度、降水强度。

2）覆冰厚度监测：包括覆冰厚度、悬挂载荷、综合拉力、不均衡张力差、绝缘子串风偏角和偏斜角。

（2）导线。

1）导线温度监测。

2）微风振动监测：包括导线振幅、频率、疲劳损伤。

3）导线弧垂监测：包括导线弧垂、对地距离。

4）相间风偏监测：包括导线风偏角、导线倾斜角。

5）导线舞动监测：包括舞动振幅、频率、半波数。

（3）杆塔。

1）杆塔振动监测：包括 $X$、$Y$、$Z$ 方向加速度。

2）杆塔倾斜监测：包括顺线倾斜角、横向倾斜角。

（4）杆塔附件。

1）绝缘子串风偏监测：包括 $X$、$Y$、$Z$ 方向加速度。

2）绝缘子污秽度监测：包括绝缘子盐密、灰密、温度、湿度。

（5）电缆。电缆护层电流监测包括护层电流、运行电流。

（二）系统总体架构

输变电设备状态在线监测系统可采用集成在智能电网调度控制系统中或独立建设两种模式。随着智能电网调度控制系统的发展，输变电设备状态在线监测系统宜采用集成在智能电网调度控制系统中的建设模式，独立建设模式可参考执行。

输变电设备状态在线监测系统主要包括数据采集与处理、系统监视、图形展示、告警管理、查询统计和辅助分析六个方面应用。输变电设备状态在线监测系统作为智能电网调度控制系统的一个功能模块，从基础平台、数据采集与交换应用、实时监控与预警类应用获取基础数据，并向关系数据库、告警服务应用、综合分析与告警应用、运行分析与评价应用、调度管理类应用发送相关信息。

输变电设备状态在线监测系统总体架构如图 18-3 所示。

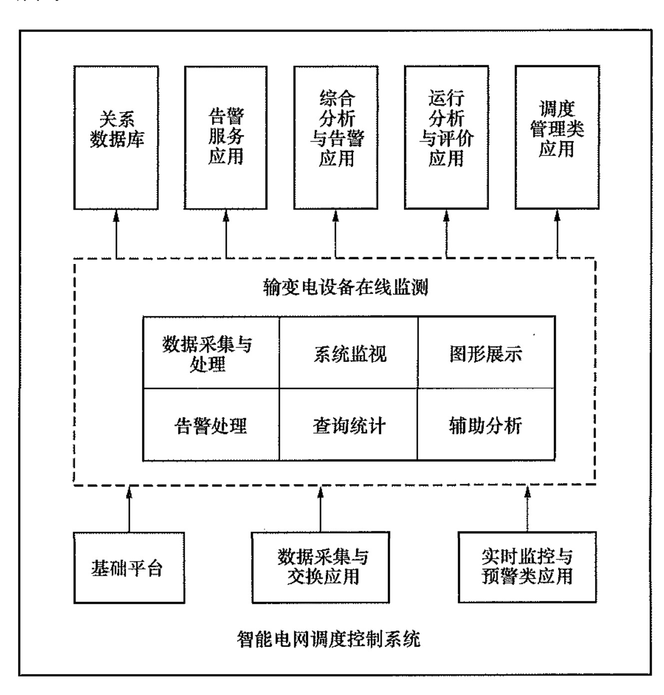



图 18-3　输变电设备状态在线监测系统总体架构

（三）系统功能

1. 数据采集与处理

（1）数据采集。

1）数据采集方式。数据采集应具备变化传送和周期召唤两种方式。在变化传送方式中，当厂站端采集量发生变化时，厂站端即时将变化数据上送至主站端；在周期召唤方式中，主站端可根据预先设置的周期对厂站端进行数据召唤。

2）源码分析。应具备源码分析功能，对接收到的报文进行解析，提取输变电设备状态在线监测数据，并在报文内容异常时进行告警。

（2）数据校验与存储。

1）数据合理性检查。应具备数据合理性检查和数据过滤功能。采集数据应配置质量码，质量码至少包括不合理数据、不刷新数据、越限数据等。

2）数据修正。应具备原始数据的人工修正功能；应具备对原始数据可信度的自动辨识功能，对无效的采集数据进行标识，对异常数据进行历史数据统计。

3）数据存储。应具备历史数据存储、查询和修改功能。

2. 系统监视

（1）运行信息监视。对厂站端输变电设备状态在线监测信息进行采集和监视，当信息异常时进行告警。

（2）装置运行工况监视。对厂站端在线监测装置的投入/退出、正常/异常等运行工况进行监视，当装置状态异常时进行告警。

（3）通信通道监视。对通信通道进行监视，监视内容包括通道运行状态、误码率、通道中断时间等，在通道异常时进行告警。

3. 图形展示

（1）应提供人机交互画面，实现输变电设备状态在线监测信息的图形化展示。

（2）提供曲线、表格、柱形图等方式显示输变电设备状态动态变化过程，支持多条曲线的叠加和对比显示。

（3）应在地理接线图和厂站接线图上显示在线监测装置运行工况，对装置异常等非正常运行状态给予明显标识。

（4）应提供用于在线监测装置模型生成及参数录入的建模工具界面，界面应支持在线监测装置模型添加、删除、修改及模型描述文件的导入、导出。

4. 告警管理

（1）告警处理。应具备音响、语音、推送画面等告警处理形式；应显示被监测设备的告警信息，包括告警时间、告警内容、告警级别等，并利用颜色对不同告警级别进行区分。

（2）告警过滤。应具备告警优化和过滤功能，即对于在一定时间范围内频繁动作的告警信息，在其不变化或变化幅度小于特定范围时应仅告警一次，避免发送大量无效告警信息。

（3）告警阈值设置。应具备对阈值新增、修改、删除、查询、导入等功能。

5. 查询统计

（1）监测装置查询与统计。应具备厂站端在线监测装置的查询功能，能够按照运维单位、电压等级、装置类型、装置名称、投运时间等条件进行查询，并以列表方式显示，具备导出查询结果功能。

应具备厂站端在线监测装置的统计功能，能够按照厂家名称、装置类型等条件对某类或某套装置进行统计，统计内容包括装置接入率、数据丢失率、数据准确率、装置误报率等。

（2）输变电监测量查询与统计。应具备在线监测装置各监测量的查询和统计功能，能够按照运维单位、电压等级、装置名称、装置类型、监测量类型、监测时间，以及监测量数据范围等条件进行查询和统计，并以列表方式显示，具备导出查询和统计结果功能。

6. 辅助分析

（1）数据可信度分析。

1）不良数据检测功能。可结合电网实时运行数据和在线监测数据之间的相关性，检测测量值是否在合理范围，是否发生异常跳变，消除装置异常及误差对数据报警的影响，实现误报警过滤。对无效告警和监测装置误报警信息进行可信度标识，并进行历史数据统计，提高在线监测数据分析水平。

2）数据合理性辨识功能。通过对在线监测数据的规律和相关性分析，判断传感器采集故障和误差情况，以及对数据变化趋势的监控，实现对数据合理性的辨识。

（2）典型数据对比分析。

1）应建立设备典型数据库。基于设备制造厂家数据、在线监测阈值等基础数据，形成设备典型数据，开展设备运行异常情况动态分析。

2）应建立设备故障案例库。根据设备故障情况，收集整理设备故障典型信息，开展设备故障诊断与预判分析。

3）应建立设备监测数据比对坐标系。将设备的多个状态量置于同一坐标内展示，开展设备状态量的相关性分析和横向对比分析。

（3）设备异常趋势跟踪分析。应结合电网运行数据、环境数据和在线监测数据变化，对设备运行异常趋势及时跟踪分析，包括油中溶解气体趋势跟踪、电容设备绝缘趋势跟踪、金属氧化物避雷器绝缘趋势跟踪和气象状态趋势跟踪等。

（四）系统主站平台配置

1. 硬件配置

输变电设备状态在线监测系统硬件结构如图18-4所示，主要硬件配置配置如下：

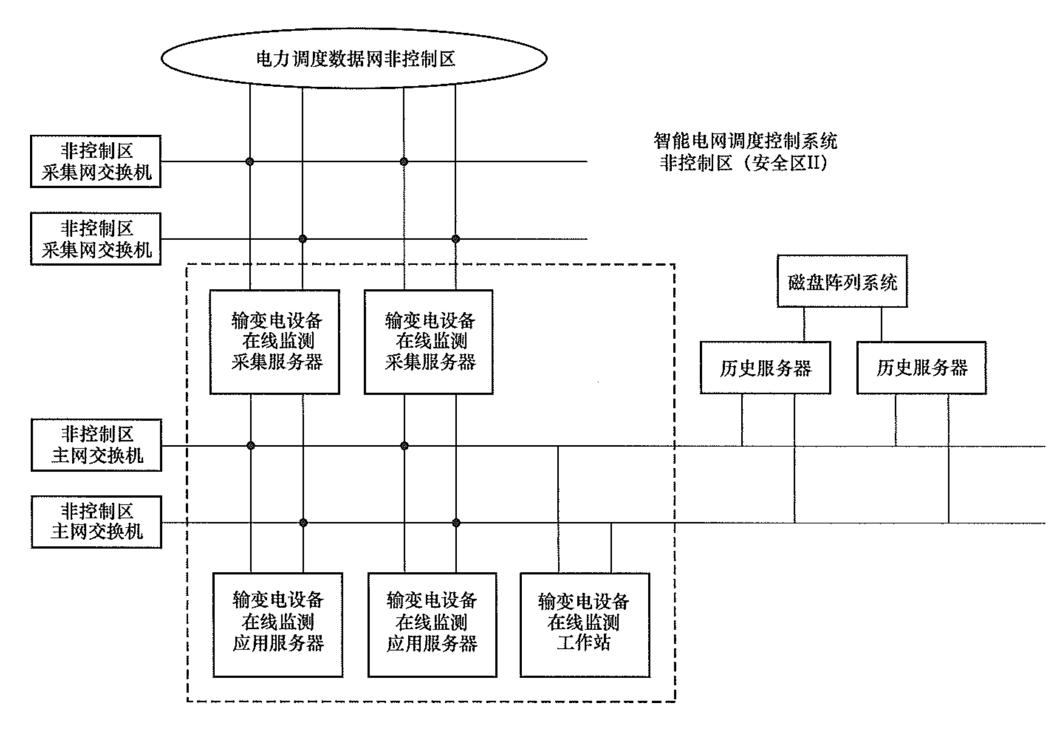



图18-4　输变电设备状态在线监测系统硬件结构

（1）输变电设备状态在线监测采集服务器接入采集网交换机和主网交换机，通过电力调度数据网采集厂站侧信息。

（2）输变电设备状态在线监测应用服务器接入主网交换机，实现输变电设备状态在线监测各项应用功能。

（3）输变电设备状态在线监测工作站提供人机交互界面，用于运行人员进行信息监视和各项操作。

（4）与智能电网调度控制系统非控制区其他子系统共用历史服务器和磁盘阵列。

2. 软件配置

（1）为每台服务器和工作站配置安全操作系统。

（2）配置输变电设备状态在线监测系统应用软件，各项应用功能。

3. 性能指标

（1）实时监视画面刷新周期应小于5s，其他画面刷新周期应小于30s；

（2）数据处理周期应小于5s；

（3）画面和数据调用响应时间应小于5s；

（4）历史数据存储支持时长不小于1年；

（5）年可用率大于99.9%。

（五）信息交互

1. 数据输入

（1）能够通过智能电网调度控制系统基础平台获取设备模型及图形信息。

（2）能够通过智能电网调度控制系统数据采集与交换应用获取厂站侧在线监测数据。

（3）能够通过智能电网调度控制系统实时监控与预警类应用获取一次设备监控信息、潮流信息等数据。

2. 数据输出

（1）能够向智能电网调度控制系统告警服务应用发送各类告警信息。

（2）能够将历史采样数据存入智能电网调度控制系统关系数据库。

（3）能够向智能电网调度控制系统综合智能分析与告警应用提供在线监测告警信息。

（4）能够向智能电网调度控制系统运行分析与评价应用提供在线监测信息。

（5）能够向智能电网调度控制系统调度管理类应用提供在线监测数据。

## 五、变电站动力环境监控系统

为提高变电站运行和维护的安全性及可靠性，实现变电站“无人值守”，需要在变电站部署动力环境监测系统，实现对变电站安全防盗、气候环境状况以及空调采暖通风设施、给排水设施、站用电源系统设备、消防告警设施运行进行远程集中统一监控和管理。

1. 系统总体架构

变电站动力环境监控系统分为变电站端系统和调控中心或运维检修中心主站系统。两者通过综合数据网传送数据。

动力环境监控主站端系统通常不单独设置，而是与视频监控等其他生产辅助子系统紧密集成建设。主要有两种建设模式：①与视频监控系统集成，建设视频及动力环境监控系统；②与视频监控系统及输变电设备在线监测系统等各个生产辅助子系统集成为一体化生产辅助系统。其中第一种建设模式广泛应用于中国南方电网有限责任公司，第二种模式多用于国家电网有限公司。

2. 系统功能

（1）环境监测。变电站环境监测系统实时采集站内环境信息，包括室内温度、湿度、水浸、噪声、$SF_6$泄漏浓度以及室外温度、湿度、风速。系统可设定每个传感器的上限与下限值，当监测数据超过设定的上限或下限时，系统发出报警，并联动摄像机进行录像。

（2）电源监测。对全站直流、交流、逆变、UPS、通信等电源运行工况和信息数据进行监测。

（3）照明系统监控。监控灯光控制开关的状态信息，同时实现对照明灯具的远方遥控。

（4）空调、暖通、通风系统监控。①监测各继电器小室及换流站阀厅空调、加热器的运行状态信息和告警信息，同时实现对其开、关控制；② 监测蓄电池室风机运行状态。

（5）给排水系统监控。监测给排水系统（消防用水、生活用水等）水位和水泵设备运行状态信息和告警信息，并根据需求完成对水泵的控制。

（6）消防告警监控。通过无源触点或串行接口方式采集、监控消防火灾报警信息和消防灭火设备动作信息。

3. 设备配置

变电站动力环境监控系统主站端通常不单独配置设备，而是根据业主对系统建设模式要求，与视频监控系统、安全防盗系统基于平台实现一体化系统集成，共用服务器、网络设备和通信网关设备。

## 六、运营监测系统

建设运营监测（控）中心作为电网公司日常运行管理活动的监管部门，主要有三方面职责：①实现对电网规划、建设、运行、检修、营销、人资、财务、物资等公司主营业务和核心业务进行24h全方位监测分析，以便发现公司运营中存在的异动和问题，及时进行警示并协调解决；②对计划预算、资金收支、电力购销、资产全寿命周期、供电服务、产业发展、金融领域等表征企业发展能力、竞争能力、综合绩效和风险管控等方面的运营状况进行分析，并提出管理建议，以保障公司安全、有序、健康、高效运营；③对公司集团化运作和集约化管理成效进行实时、全景展示。

运营监测（控）中心应用系统设计包括技术支持

系统和基础支撑系统两方面。

（一）技术支持系统

运营监测（控）中心业务需要构建集全面监测、运营分析、协调控制、全景展示于一体的综合管控平台作为运营监测（控）中心的技术支持系统（也称为运营监测信息支撑系统）。

1. 系统功能

运营监测（控）技术支持系统主要实现生产运营业务监控、督查督办、综合分析与决策支撑、全景展示四个方面的应用功能。

（1）生产运营业务监控。收集与公司运营监测相关的基础信息数据，对公司主营业务活动和核心资源开展“全天候、全方位、全流程”的在线监测，以全面掌握公司运营状况，实现公司运营过程中异动和问题的动态监测及自动预警，为公司决策部署提供辅助支撑，为持续提升管理绩效提供服务支持。生产运营业务监控的内容涵盖五个方面：①外部环境；②人力资源；③关键业务流程；④运营指标状况；⑤产业发展及其他新型业务开展状况。

系统对日常监测数据进行汇总，形成公司运营监测日报和周报。对监测中发现的公司运营过程中的异动和问题，生成相应的异动（问题）报告和相关监测数据明细，提出分析任务或协调控制任务，作为运营分析和协调控制业务输入。

（2）督查督办。对于在全面监控中发现的问题，形成督办事项，协调相关职能部门组织解决，并以各种报表、报警、手机短信、邮件等方式，提醒管理者进行跟踪落实，监控问题解决处理状态及处理结果。督查督办分为常规督查、专项督办和综合评价三个部分，并定期对督办事项进行总结分析，对办理情况、问题和成效进行通报。

1）常规督查。对核心业务流程和企业重点运营指标进行日常督查，定期发送督查情况通报。

2）专项督办。针对流程监测和运营分析中发现的异动和问题向相关部门或单位发送专项督办通知单，并跟踪、督办事项的进展和落实情况。

3）综合评价。对主要指标质量进行评估，对督查督办作业完成情况进行评价，对各单位业绩指标完成进度与计划值进行比对，对各单位业绩和质量关键值进行同业对标和综合评价。

（3）运营综合分析与决策支撑。实时汇总分析各类信息数据，重点开展能够反映公司整体运营的效率和效益的企业级、跨专业、跨部门分析，为公司经营决策，提高管理效率和经济效益提供决策支撑。

1）综合运营情况分析。以全面监测为基础，站在公司整体角度对企业经济运行情况开展跨专业综合分析，为企业运营水平提升提供决策支持。包括：①企业经营管理分析，围绕企业生存发展的四项能力（盈利、偿债、资产营运和发展）展开，并结合电网公司的实际情况，制定专题分析；②资产全寿命管理分析，包含基础管理、业务分析和辅助决策三个层次分析内容；③核心业务指标分析，将指标当前值与标准值、历史值、最优值进行比对，并根据预先设定的阈值和比对结果自动发出预警；根据业务管理关系和指标体系定义，将多个相关指标按照一定的逻辑关系形成关联模型，或者关联到相关的业务指标，通过对指标的多维度解析，发现指标间的差异和问题；通过指标自身同比、环比、趋势、对标等不同形式的比对，查看指标所对应的业务变化趋势，发现异动与问题发出预警。

2）风险分析、预警。从战略风险、财务风险、市场风险、运营风险、法律风险等方面建立风险指标体系，作为风险预警的基础信息。对公司运营存在的风险进行风险分析、给出风险预警报告，对监测发现的各类运营管理异动、问题及时发布调控信号，保证公司全部资源和经营行为在控、能控。风险分析可按时间维度进行波动趋势分析、对比分析，也可采用风险热图等方式展现。

（4）综合展示。围绕公司对外部交流、展现和宣传的要求及公司内部不同层面的分析需求，利用先进的可视化技术和各类展示载体，对公司企业文化、经营业绩、管理成效、发展成就和责任实践进行全方位、多角度、分层级展示。

1）对外展示：主要包括公司简介、经营概况、组织机构、社会责任、发展战略、营销服务等内容。按展示对象的不同，能够实现展示主题可定制、展现形式可配置。

2）对内展示：为公司领导提供辅助决策的综合展示，为业务部门提供各专业系统运行情况展示，按层级、专业开放权限，展示公司建设情况及成就。内容包括人力资源情况展示，公司的财务运行概况展示，物资管理情况展示，电网建设规划展示，基建项目建设情况展示，公司在市场、销售、服务三大方面的指标情况展示，电网运行指标展示，检修管理情况展示、同业对标情况展示等。

3）视频实景呈现。通过视频监控系统，实景呈现基建现场、营业场所和变电站、重点线路、重点台区等生产现场，以及应急抢险及重要保电现场的视频信息，预防及应急处置突发事件，及时消除安全隐患，提高应急抢险成功率和重要保电服务质量。

4）GIS 应用监控。展示营销、生产 GIS 系统实时信息。

5）根据业务需要，远程调用所辖单位运营监测（控）中心的信息系统界面和大屏监测画面，实现对所辖单位相关业务的远程监测，辅助进行监测分析、

诊断。

6）在图形化交互界面中采用柱状图、折线图、颜色变化、红灯、声音、动画等多种形式进行指标预警展示。

2. 系统架构

运营监测（控）中心技术支持系统应基于电网公司数据中心进行建设，采用松耦合系统架构和成熟套装软件。

（1）各个业务信息系统按照运营监测（控）中心技术支持系统的数据规范要求将数据推送到数据中心（operational data store，ODS）中，数据中心 ODS 作为支持企业全局业务处理应用的数据集合，存储面向主题的、集成的、可变的、反映当前或者接近当前的数据，可以适应指标的扩充、删减或流程调整。

（2）系统根据数据模型，采用 ETL（Extract-Transform-Load）工具将数据抽取（extract）、转换（transform）、加载（load）到系统数据仓库（DW）中。

（3）视频监控系统、IMS 系统、GIS 系统等非结构数据，采用界面集成方式，通过配置单点登录，通过链接技术调用相应的界面，实现相关指标的接入，并预留事件触发接口，以实现对事件的处理。

3. 设备配置

系统硬件设备主要由 ETL 服务器、BI 服务器、数据库服务器、应用服务器、备份服务器、磁盘阵列及光交换机、负荷均衡器、网络交换机构成。其中：ETL 服务器用于抽取数据；BI 服务器用于业务分析、综合展示等；数据库服务器用于数据存储。其中数据库服务器通常按照双机互为热备配置，其他服务器按照双机或多机负荷均衡设置考虑。

运营监测（控）中心数据量大，一年的数据量约为4T，磁盘阵列存储容量应至少满足5年的数据存储需要，并能够方便的扩充。

系统网络设备可采用信息系统组网交换机，也可以单独组网并接入信息内网核心交换机。

此外，还需要考虑配置两套独立系统作为软件开发、测试和培训环境，每个系统至少配置一台数据库服务器和一台应用服务器。

4. 安全防护

信息安全是保证运营监控中心信息系统安全稳定运行的关键，运营监测（控）中心技术支持系统的安全防护方案应遵循相关安全规范和安全策略。

运营监测（控）中心技术支持系统的信息安全防护按照等级保护要求中第三级系统安全要求进行设计，包括网络、主机、数据、应用和安全管理（运维）五个方面，并应作为公司信息安全体系的一部分进行整体考虑，融入已有的安全架构中，不单独配置安全防护设备。

（二）基础支撑系统

运营监测（控）中心基础支撑系统的建设包括屏幕显示系统（大屏幕显示系统和互动体验）、视频会议系统、拾音及音频处理扩声系统、集中控制系统、综合布线系统、通信与网络系统、日常办公设备等内容。

（1）屏幕显示系统。

1）运营监测（控）大厅大屏幕，宜选择 DLP、LPD、液晶拼接大屏幕；

2）决策会商室屏幕显示系统宜采用液晶拼接大屏幕；

3）互动体验室可配置投影和多点触摸屏等新型交互式多媒体展示设备；

4）控制室预监电视墙宜采用液晶电视。

（2）视频会议系统。运营监测（控）中心配置会议终端，接入行政视频会议系统 MCU。

（3）视频信号处理系统。视频信号处理系统可采用两种设计方案：

1）采用由大屏幕多屏拼接处理器、视频矩阵、画面分割器、控制计算机和控制软件构成的集中式视频信号处理系统；

2）采用由各种信号源处理器、显示处理器、系统服务器、网络交换机构成的分布式视频信号处理系统。

宜采用分布式视频信号处理系统。

（4）拾音、音频处理及扩声系统。拾音及扩声系统提供运营监测（控）中心进行展示或召开视频会议时对各功能分区声音的拾取、监听、处理和重放的功能。

1）拾音设备。需要考虑在运营监测大厅、独立监测室配置有线麦克，在决策会商室配置手拉手会议讨论系统，此外，还应配置无线话筒或耳麦用于为外来参观人员接待讲解员使用。

2）音频处理设备。一般采用数字音频矩阵实现对音频信号的电平、噪声、均衡和反馈的处理。音频处理设备接入的音频信号包括有线、无线话筒、DVD 播放机、视频会议终端等音频信号；输出端接至扩声设备、数字录音机、硬盘录像机、视频会议终端等设备。

（5）KVM 系统。KVM 系统用于实现运营监测大厅、决策会商室、独立监测室的操作席对人机工作站进行操控。

（6）集中控制系统。由集中控制主机、操作终端、接口单元等组成。用于实现对大屏幕显示系统、视频会议系统、视频信号处理系统已经拾音及扩声系统等多个系统的集中控制。

（7）综合布线系统。由各种线缆、光纤、配线箱、配线架及线缆管理器组成，为运营监测（控）中心场所话音、数据、图像、控制信号的传输提供通道

及连接。

（8）环境监控。运营监测（控）中心设备间和封闭的大屏幕间应设置动力环境监控设备，监测配电设备运行状况、环境温湿度及视频图像监控。

## 第四节　备用调度系统

备用调度中心（以下简称备调）是指在主调度中心（以下简称主调）不能工作的情况下能够被启用的调度机构，备用调度系统是指建立在备调的调度自动化系统。

### 一、备调系统建设地点选择

电力调度是电网运行的控制指挥中心，是电网安全稳定运行的关键环节。考虑到电网的重要性及一旦丧失了调度中心将对电力系统运行产生的严重影响，许多国家开展了备用调度建设工作，20 世纪 90 年代，北美电力可靠性协会（NERC）制定了相关指导意见。目前，国际上大型电网普遍建设了不同形式的备用调度，并呈现出快速发展的趋势：一是建设标准不断提高，技术条件从临时简易型向永久完备型转变；风险防范范围从火灾和设备故障扩展到严重自然灾害、公共卫生事件和恐怖袭击等社会安全事件，特别是“9·11”事件之后，西方国家进一步增加了反恐、安保的特殊要求，备用方式也从同城备用向异地备用发展；日本等自然灾害多发国家还强化了备用调度建筑的防灾标准。二是功能不断完善，不仅主、备用调度的技术装备配置相同，而且从无人值班发展到有人值班，主、备调联机同时运行，各自承担部分日常调度业务。一些国家主、备用调度之间已无显著区别，做到了调度的全备用和热备用，备用调度的功能也从数据备用、技术系统备用，发展为调度业务功能备用，以更好地满足大电网安全运行对调度工作连续性的要求。

近年来，由于我国自然灾害频发和调度应急的需要，我国电网也开展了针对地级以上调度机构的备用调度体系建设，即在各级调度机构建设备用调度系统，县级一般采用地县一体化模式，不单独设置。

备调系统建设地点的选择应以规避自然灾害，如台风（飓风、龙卷风）、地震、洪水等原因造成的灾害；事故，如火灾、电源中断、通信系统大面积中断、调度自动化系统全停等灾难性事故；破坏，如恐怖袭击、病毒攻击、集团式攻击等；传染性疾病威胁；动乱、骚乱及其他致使主调度中心无法运行等风险为第一要素，另外，还应考虑交通便利、通信系统建设情况、运行维护方便及投资等因素。

按照风险防范程度不同，备调系统建设地点可选择不同地域、同地域不同地点、同地点不同系统，备调系统选址模式及优缺点比较见表 18-4。

**表 18-4　备调系统选址模式及优缺点比较表**

| 选址模式 | 优点 | 缺点 |
|---|---|---|
| 不同地域建设模式 | 主、备调两套系统地处不同城市，同时发生不可抗力灾害的可能性会大大降低，抗灾能力优于其他模式 | 备调系统与主调系统位于不同城市，两地车程一般在 2h 范围内，存在投资规模大、建设周期长、通信网改造及日常运行维护不便等问题 |
| 同地域不同地点建设模式 | 主、备调两套系统地处同一城市，通信系统条件好，日常运行维护方便，在主调系统丧失功能时，调度员可在短时间内抵达备调系统所在地启用备调系统 | 备调系统与主调系统位于同一城市，抗灾能力较低 |
| 同地点不同系统建设模式 | 在投资、通信条件及日常维护等方面均优于前两种模式 | 备调系统与主调系统位于同一地点，缺乏抗击自然灾害和通信网故障等方面的能力 |

### 二、备用模式选择

#### （一）省级以上调度的备调模式

按照我国电网特点和风险防范需求，省级以上的备调系统可采用以下模式：

（1）主、备调一体化异地互备模式，如“三华”电网的华北、华东、华中网调与国调采用主调间异地互备方式实现备用，东北网调—黑龙江省调—吉林省调—东北网调循环互备方式、西北网调与甘肃省调实现主调异地互备，同时西北网调兼做青海省调的备用调度。

（2）备调系统异地建设方式，即选择与主调系统不同的城市或不同区域单独建设一套调度自动化系统。

#### （二）地调的备调模式

地调备调系统一般选择建设主、备调两套系统，且选择同地域不同地点建设模式，一般选择在各地调通信及调度数据网络第二汇聚节点。另外，还有省备地模式，省调运用远程浏览功能实现对所辖地调业务的集中备用，设备运维单位运用同样功能实现对所辖变电站设备的操作和监控业务备用。

### 三、备调系统功能模块设置

#### （一）省级以上备调系统功能

随着坚强智能电网的快速发展，特高压大电网运行、大容量远距离送电、分布式电源接入及优质服务等对电网调度运行的连续性和可靠性提出了更高要求，省级以上备调系统功能除应满足电力调度生产指挥和管理的基本要求外，还应实现日前及实时调控业

务的即时备用，备调系统具备支撑日前调度计划及实时调控业务能力，备调调度员及监控员具备短时承担主调实时调控业务能力，备调场所及后勤保障具备较长周期运转能力。

省级以上备调系统按照常态化运行应满足以下基本功能需求，如采用简易备用模式可按照应用需求删减。

1. 电网实时监视和控制功能

电网实时监视和控制功能包括：电网运行稳态监控（SCADA）、自动发电控制（AGC）、自动电压控制（AVC）、网络分析、动态监视（WAMS）、综合智能分析与告警、在线安全稳定分析等。

（1）电网运行稳态监控（SCADA）。备调配备与主调功能一致的 SCADA 应用功能，能够实现数据处理、数据计算和统计、人工数据输入、历史数据保存、事件顺序记录（SOE）、备用监视（RM）、断面监视、告警处理、遥控和遥调、图形表格画面显示、厂站图监视、系统潮流图监视、地理图显示、趋势曲线、人工标注、拓扑着色、母线平衡计算和电网运行分析等功能。备调具备与主调完全独立的电网频率采集和显示功能。

（2）自动发电控制（AGC）。备调 AGC 可满足与主调 AGC 控制模式相同功能的各种控制模式运行和切换要求，并具备支持 NERC 的 CPS1、CPS2 标准或 A1、A2 标准的功能。主、备调系统之间的 AGC 应具备可靠的逻辑闭锁以及投运状态指示功能，保证只有一套 AGC 投入运行。

（3）自动电压控制（AVC）。备调 AVC 可满足与主调 AVC 控制模式相同功能的各种控制模式运行和切换要求，基于采集的电网实时运行数据，对发电机无功、有载调压变压器分接头（OLTC）、可投切无功补偿装置、静止无功发生器（SVC）等无功电压设备进行在线优化闭环控制。主、备调系统之间的 AVC 应具备可靠的逻辑闭锁以及投运状态指示功能，保证只有一套 AVC 投入运行。

（4）网络分析。网络分析是利用电网运行数据和其他应用软件提供的数据对电网进行分析，主要目标是提高系统运行的安全性。网络分析使用电力系统的采集数据和其他应用软件提供的数据来分析和评估电力系统，确定计算用的母线模型，确定各设备的带电状态；校核实时量测量的准确性，为运行分析软件提供实时运行方式数据；研究分析实时方式和各种假想方式下电网可能出现的运行状态；研究电力系统中的某些元件或元件组合发生故障时，对电力系统安全运行可能产生的影响；可以通过上、下级调度之间的联合网络等值，提高电网分析精度。

网络分析的主要功能包括调度员潮流、灵敏度计算、静态安全分析、可用输电能力、在线外网等值和安全约束调度等。

（5）动态监视（WAMS）。电网运行动态监视功能实现对电网广域实时动态过程的监视，主要功能包括对电网电压、电流、功角、相对相角差等的监视和预警，实时相量数据分析处理和存储归档、越限报警、采用曲线表计等手段对数据的可视化展示等。

（6）综合智能分析与告警。综合智能分析与告警实现告警信息在线综合处理、显示与推理分析，汇集和处理分析各类告警信息，对大量告警信息进行分类管理，对不同需求形成不同的告警显示方案，并从相关电网故障信息中分析出准确信息，利用形象直观的方式提供全面综合的告警提示。

（7）在线安全稳定分析。在线安全稳定分析应能综合利用稳态、动态等数据，通过稳态、暂态、动态等多角度在线安全分析评估，实现大电网运行的全面安全预警和多维、多层协调的主动安全防御。

在线安全稳定分析应用主要包括数据整合、静态稳定分析、静态电压稳定分析、暂态稳定分析、动态稳定分析、稳定裕度评估六个功能模块。

2. 变电站设备集中监控功能

变电站集中监控功能能够实现面向无人值班变电站的集中监视与控制的基本功能，主要实现数据处理、责任区与信息分流、间隔建模与显示、光字牌、操作与控制、防误闭锁及操作预演等功能。

3. 调度计划功能

调度计划功能包括负荷预测、日前和日内发电计划、检修计划、量化安全校核、二次设备在线监视、水电及新能源调度及调度管理功能。

（1）负荷预测。负荷预测包括系统负荷预测和电网母线负荷。

1）系统负荷预测是在对系统历史负荷数据、气象因素、节假日，以及特殊事件等信息分析的基础上，挖掘负荷变化规律，建立预测模型，以被预测日各种相关因素为输入，智能选择适合策略预测未来系统负荷变化。系统负荷预测应包括短期和超短期负荷预测功能。

2）电网母线负荷预测是分析和预测电网各节点电力需求的系统功能，应能提供多种分析预测方法，深入分析母线负荷变化与气象及运行方式等影响因素间的关系，预测未来一定时段的母线负荷。母线负荷预测应包括短期和超短期母线负荷预测功能。

（2）发电计划。发电计划包括日前发电计划和日内发电计划。

1）日前发电计划功能根据日检修计划、交换计划、负荷预测、网络拓扑、机组发电能力和电厂申报等信息，综合考虑系统平衡约束、电网安全约束和机组运行约束，采用考虑安全约束的优化算法，编制满足三公调度、节能发电调度和电力市场等多种调度模

式需求的日前机组组合计划、出力计划。日前发电计划编制范围为次日至未来多日每日96个时段(00:15～24:00）的机组组合计划和出力计划。

2）日内发电计划功能根据检修计划、交换计划、负荷预测、网络拓扑、机组发电能力和电厂申报等信息的日内变化，综合考虑系统平衡约束、电网安全约束和机组运行约束，采用考虑安全约束的优化算法，滚动修正日前发电计划，编制日内机组组合计划和出力计划。日内发电计划编制范围为未来一小时至数小时各个时段的机组组合计划和出力计划。

（3）检修计划。检修计划应用按照一定的优化原则，如备用基本均衡、设备重复停电次数最少或其他，综合考虑各类约束，如电力电量平衡、电网安全约束、检修工作量、特殊时期保电要求等，通过调用安全校核类应用，对提交的检修计划、电网方式调整进行优化安排和可行性校核，根据校核结果指导检修计划的优化编制。

（4）量化安全校核。安全校核根据提供的各时段调度计划、母线负荷预测和网络拓扑信息，进行潮流分析、静态安全分析和短路电流分析，将分析结果与稳定限额比较，向调度计划返回各计划时段在正常和故障情况下，电网设备与稳定断面的越限情况，同时为调度计划调整提供灵敏度信息，为稳定分析提供计划运行方式。安全校核的主要功能包括潮流分析、灵敏度分析、静态安全分析和短路电流分析。

（5）水电及新能源调度。水电调度应用主要实现水电调度与计划相关的信息整理、调洪演算、水电优化调度、水库调度风险分析，在确保大坝安全的前提下，实现供水、发电和防洪之间协调优化，充分运用水库的调蓄能力，寻求科学合理的联合优化运行策略。水电调度应用主要包括数据管理与整编、调洪演算、水电计划等功能。

新能源调度主要包括数据管理与分析、中长期新能源调度、短期新能源调度、超短期新能源调度等。实现对新能源月度、年度发电量的预测，并据此制订新能源中长期调度计划。根据新能源发电调度控制曲线和各新能源电场的预测出力情况，优化给出单个新能源电场次日 96 点发电调度控制曲线和超短期调度控制曲线。

（6）二次设备在线监视。二次设备在线监视功能主要通过采集继电保护、故障录波器等二次设备的基础数据，完成运行监视、二次设备建模、定值管理、远程控制、信息归档、统计查询、智能分析等功能，便于调度管理部门实时掌握继电保护设备运行状态、及时判断电网实际故障状况、有效分析继电保护等二次设备动作行为。

（7）调度管理功能。备调系统应具备独立于主调的调度管理系统（OMS)，其中包括 OMS 主系统以及备调至各直调单位的承载 OMS 业务的网络系统。在主调 OMS 系统退出运行的情况下，备调 OMS 系统具备调度生产管理基本功能，包括调度日志、操作票、检修申请票、报表、检修计划等功能模块。

4. 主、备调自动化系统同步功能

主、备调度自动化系统间应建立必要的同步和检测机制，实现电网模型图形参数、历史数据等同步和一致性检测功能，实现主、备系统之间运行状态的相互监视功能。

（1）模型参数的同步功能。备调自动化系统应避免再次进行创建系统模型及维护参数方面的工作，所有模型、图形、参数应能从主调系统中自动同步。包括实时同步的方式和定期同步的方式，并具备可靠的手段来校验主、备系统的模型一致性，在必要的情况下将备调模型参数回传主调实现备份数据的恢复。

（2）历史数据的同步功能。实现主调对备调历史数据的同步，保证主、备调历史数据的一致性和唯一性。备调保存的历史数据可在必要的情况下回传主调。

（3）主、备调系统的相互监视功能。主、备调系统之间应能实时互相监视对端系统的运行情况，当对端系统异常时，本端系统应及时报警。

（二）地县级备调系统功能

地县备用调度在业务功能层面主要实现实时调度业务的备用，在技术支持系统层面主要实现电网运行监控功能（SCADA）的备用，在数据层面主要实现实时数据采集处理的备用；以上三个层面都应实现热备用。

（三）调度数据网络

备调系统应接入调度数据网络，原则上不采用专线方式，与调度管辖对象和上级调度机构进行互联通信。应满足在主调数据网络节点设备退出运行的情况下，备调数据网络节点仍保持与调度管辖对象以及上级调度机构互联通信的需要。

一般情况下备调应作为调度数据网络第二汇聚节点，备调调度数据网络的可靠性、可用率、实时业务的传输时延、网络的收敛时间等关键性能指标应与主调相同。

备调还应配备必要的调度数据网网管功能。

（四）同步卫星时钟装置

备调必须配备独立于主调的同步卫星时钟装置，实现对备调各应用系统的统一授时功能。备调同步卫星时钟装置的配置方式应与主调相同。

## 四、系统配置基本模式

我国备调体系基本配置模式包括异地互备模式和

独立的备调机构模式两种。

对于异地互备模式，需在主调设置备调的调度席位和专岗，当主调失去功能时备调立即接管主调实时调度业务。

对于独立建设的备用调度机构，主调和备调采用完全相同的系统体系架构，满足主、备调一体化运行的需求，系统配置规模具有适当的裕度和扩展性，以适应电网发展的要求。

（一）系统配置原则

1. 分区的设备部署

系统总体结构设计严格执行发改委2014年第14号令《电力监控系统安全防护规定》关于“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的要求。系统设备根据其参与运行的应用功能的安全属性被划分到安全区Ⅰ、安全区Ⅱ和安全区Ⅲ。

2. 整合的数据存储

安全区Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ各设一套数据存储设备，统一实现本安全区各种电网模型、图形、参数、实时数据、历史数据的存储，保证电网数据的一致性和可维护性，起到共享数据平台的作用。数据库服务器连接一套磁盘阵列作为数据存储介质，可提高数据存储的可靠性、安全性和扩展性。

3. 分布式体系结构

系统采用分布式体系结构，将系统功能模块分散到各台服务器，以提高系统运行的效率、可靠性及维护升级的方便性、灵活性。

4. 统一同步时钟

各安全区分别设一套公用代理服务器。公用代理服务器从统一时钟信号源获取对时信号，并通过网络方式向各网段服务器提供对时报文，保证系统平台时钟的同源性。

5. 关键设备 $N$–1 的可靠性

系统关键设备包括数据库服务器、应用服务器、网络交换机等，应采用双机热备或均衡负荷方式运行，任何一台设备故障，另一台设备会接管故障设备的全部负荷，不会对系统运行造成任何影响。

（二）系统配置方案

备调系统应采用与主调系统相同的体系架构，配置的主要设备包括服务器、工作站、存储设备、网络设备、安全防护设备及KVM等附属设备。

1. 服务器及存储设备

备调系统按不同功能需要分别设置服务器，存储设备按安全区分别设置。

2. 工作站

备调系统按不同专业需要配置工作站，并依据工作站设置地点确定信号延长器的数量。工作站需分安全区设置。

3. 网络设备

各安全区内部将不同类型的数据分配到相互独立的几个网段上，形成分层的网络格局，可减轻网络负荷，使数据流更清晰。网络设备包括应用服务主交换机、采集网交换机等，均为双网结构。

4. 安全防护设备

备调应按照发改委2014年第14号令《电力监控系统安全防护规定》要求配置必要的安全防护设备，包括纵向加密认证卡、认证装置、防火墙、正反向物理隔离设备、安全文件网关、IDS入侵检测装置等，重要节点的安全防护设备均按主备方式配置。

5. 其他辅助设备

其他辅助设备包括机柜、打印机、KVM切换矩阵及天文时钟等。

## 五、技术指标

（一）实时性指标

（1）实时数据到达主站数据采集设备后至实时数据库时间不大于1s；

（2）遥信变化信息到达主站数据采集设备至告警信息推出时间不大于1s；

（3）遥调、遥控量从选中到命令送出系统时间不大于1s；

（4）事故自动推画面时间不大于10s；

（5）85%以上实时监视画面对命令的响应时间不大于2s。

（二）实时监控与分析类应用指标

（1）遥信变化传送时间不大于3s；遥测变化传送时间不大于4s；

（2）事故自动推画面时间不大于10s；

（3）单次状态估计计算时间不大于15s；

（4）单次潮流计算时间不大于10s；

（5）静态安全分析单个故障扫描平均处理时间不大于0.1s；

（6）短路电流计算单个故障扫描平均处理时间不大于3s。

（三）调度计划类应用

检修计划编制时间（不含安全校核）不超过15min。

# 第五节　系统建设模式

## 一、建设模式的分类

调度自动化系统涉及众多应用系统，各应用的建设可分为独立建设和一体化平台建设两种模式。

（一）模式一：应用系统独立建设

独立建设的应用系统主要由硬件设备及操作系

统、基础平台、高级应用三部分组成，总体框架结构如图 18-5 所示。

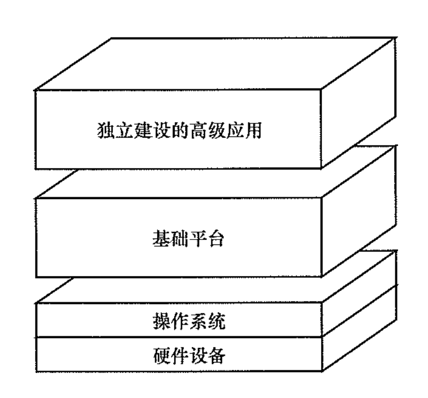



图 18-5　独立建设模式框架结构图

（二）模式二：应用系统一体化平台建设

一体化建设的调度自动化系统主要由硬件设备及操作系统、一体化基础平台、应用系统三部分组成，总体框架结构如图 18-6 所示。

模式一和模式二的主要区别在于基础平台建设的不同：模式一各应用系统均独立建设基础平台，在满足安全防护的前提下，各系统间通过平台或通信网关进行互联；模式二建设统一的基础平台，各应用系统均作为基础平台上的功能模块，在满足安全防护的前提下，各应用系统间通过平台互联。

一般调度监控类及调度管理类系统多采用一体化基础平台方式，其他子系统如视频监控等可根据具体情况采用单独基础平台或多个子系统采用统一基础平台。

## 二、基础平台

基础平台应处于硬件、操作系统及数据库之上，应用软件之下，包含数据管理、信息传输交换、公共服务和功能四个层次，其层次结构如图 18-7 所示。

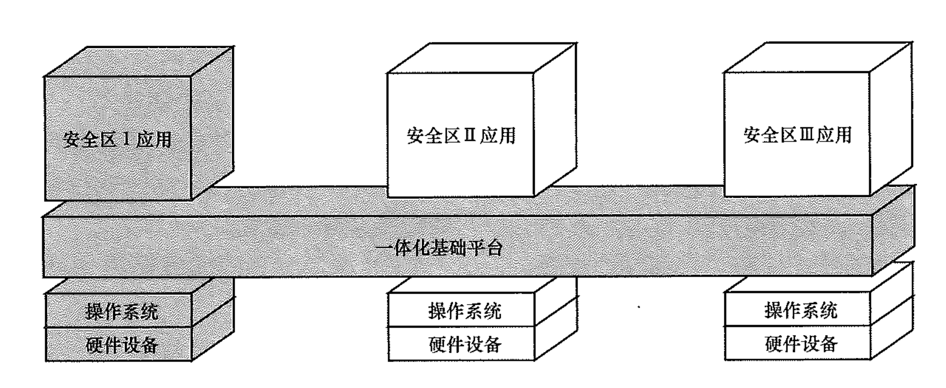



图 18-6　一体化建设模式框架结构图

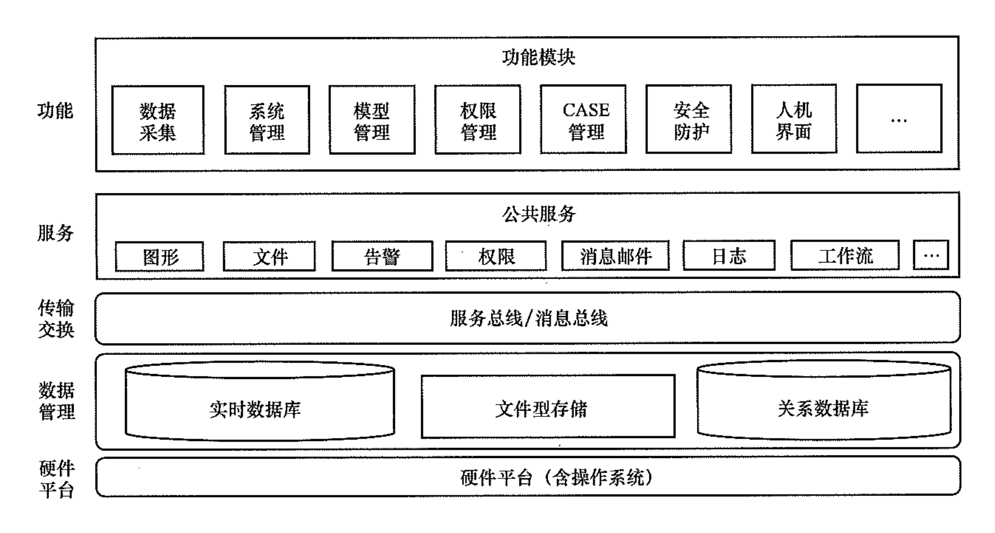



图 18-7　基础平台层次结构图

（一）平台基本技术要求

（1）标准化。基础平台的设计和建设应遵循统一的国际、国家、行业和企业标准，各功能模块采用组件化、标准化的方式实现，遵循硬件设备无关化、电网模型标准化、数据通信标准化的统一标准和规范建设，方便实现功能的扩充。

（2）可靠性。基础平台应具备保证数据安全的措施，重要的软件功能和数据应具有冗余备份。平台应具备运行管理措施，能为系统故障的隔离和排除提供快捷的技术手段。

（3）安全性。基础平台设计应满足发改委 2014 年第 14 号令《电力监控系统安全防护规定》和国家能源局 2015 年第 36 号《电力监控系统安全防护总体方案》的有关规定。基础平台应针对机密性、完整性、可用性和可证实性的要求，采用完备的安全技术，建立全面的安全管理体系。

（4）开放性。基础平台应采用开放式的体系结构，提供开放式环境，具备完善的跨平台能力，所有功能模块之间的接口标准应统一，支持用户和第三方应用软件程序的二次开发，保证能和其他系统互联和集成一体，或者很方便地实现与其他系统间的接口。

（5）可扩展性。平台应具有良好的可扩展性，可以逐步建设、逐步扩充、逐步升级，平台应具有兼容性和可移植性。平台功能可扩充，能不断增加新的功能模块，以满足电网监控与运行管理不断发展的要求。平台软件应能安全可靠地进行在线升级，不受原有设备和操作系统软件的限制，并确保系统稳定可靠地不间断运行。

（6）易维护性。平台应遵循简单、方便、易用原则，具备较高的可维护性。

平台应方便系统维护人员画图、建模、建库，图模库一次生成，并保证三者数据的同步性和一致性。系统应具备简便、易用的维护诊断工具和事件报警，使维护人员能迅速准确的进行异常和故障的定位，并具有完整的事件记录，方便事后原因分析。

（二）平台基本功能要求

基础平台是调度自动化系统开发和运行的基础，其任务是负责为各类应用的开发、运行和管理提供通用的技术支撑，为整个系统的集成和高效可靠运行提供保障。其基本功能要求如下：

（1）建立应用开发环境。提供多层次的软件接口，为应用开发提供数据交换机制、人机支撑、数据支持、公共服务模块和系统管理功能，支持业务定制和调整。

（2）建立应用集成环境。具有良好的系统集成和业务集成能力，支持横向、纵向业务的集成和应用、基础信息的共享。

（3）建立应用运行环境。建立能充分满足业务需求的运行环境和有效的安全防护体系，提供强大的软硬件环境和丰富的数据资源，支持调度控制系统的一体化运行、维护和管理，实现系统和各类应用的安全稳定运行。

（4）建立应用维护环境。建立有效的系统管理和安全管理机制，提供从系统到应用的多层次、多角度体系化的维护管理工具，实现系统资源、各类应用的运行监视和系统资源的调度与优化，完成各类应用的集成配置和维护。

## 第六节 厂站端调度自动化设备

### 一、调度控制类系统子站

（一）远动装置

1. 配置原则及方案

（1）配置原则。厂站端应配置远动终端装置，主要为远动通信网关。一般电厂远动装置纳入计算机监控系统或分布式控制系统统一考虑，变电站远动系统纳入计算机监控系统统一考虑。

（2）配置方案。远动通信网关采用主用、备用两套冗余配置，主、备用之间应具有手动/自动切换功能，并应确保切换过程中不丢失数据；远动通信网关应采用专门的嵌入式设备并应配置双电源模块。

2. 功能及性能要求

（1）功能要求。

1）调度端所采集的远动数据应直接来自厂站侧远动装置，不能采用转发方式。

2）远动装置应实现调度端所需信息的采集和处理功能，其范围包括厂站内模拟量、开关量及来自其他智能装置的数据。

3）远动装置应实现调度端对厂站内设备遥控、遥调功能。

4）远动装置应能与多个调度端进行数据通信，具备遥控、遥调功能，但同一时刻某一具体被控设备只允许执行一个调度端的遥控、遥调命令。

5）远动装置与主站系统通信方式应采用调度数据网，不具备网络条件时可采用专线或无线方式，并且满足主站通信规约要求。

（2）性能要求。

1）远动装置容量应满足该厂站远期规模要求。

2）远动装置对遥测响应时间不大于 1000ms。

3）远动装置对遥信变化的响应时间不大于 200ms。

4）远动装置对控制命令的响应时间不大于 200ms。

（二）电能量计量子站

1. 配置原则及方案

（1）设备配置原则。厂站端电能量计量子站一般由电能量远方终端和电能表组成，电厂可根据需求配置当地电量显示系统。

（2）配置方案。厂站端宜统一配置一套电能量远方终端；厂站端计费关口点按照主、备双表配置，考核关口点按照单表配置；当地电量显示系统包括当地工作站及打印机等设备。

2. 功能及性能要求

（1）功能要求。

1）电能量远方终端应能实现对电能量信息的采

集、预处理、存储和远方传输等功能。

2）电能量远方终端应为专用的模块化的装置。

3）电能量远方终端应能与多个电能量计量主站进行数据通信，通信方式应采用调度数据网，不具备网络条件时可采用专线或无线方式，并且满足主站规约要求。

4）电能量远方终端应能接入厂站计算机监控系统。

5）电能表应满足有功正反向、无功四象限电能量计量。

6）电能表输出应为表底值，通信接口及规约满足主站要求。

7）当地电量显示系统可根据用户需求配置相应的功能，至少应能实现本厂站的电能量数据采集、处理、校核、存储和考核等功能。

（2）性能要求。

1）电能量远方终端储存区应具备足够的容量，应能保证每路输入在 5min 采集周期的条件下，具备储存 30 天数据的容量。

2）电能量远方终端平均故障间隔时间大于等于 45000h，使用寿命 15 年。

3）电能表平均故障间隔时间大于等于 100000h，使用寿命 20 年。

（三）同步相量测量装置（PMU）

1. 配置原则及方案

（1）厂站布点原则。同步相量测量装置作为广域测量系统的子站，其布点原则如下：

1）接入 500kV 及以上电压等级电网的变电站、开关站、串联补偿站、换流站应配置 PMU；

2）接入 330kV 及以上电压等级电网的发电厂（场、站）应配置 PMU；

3）接入220kV 电压等级电网且单机容量 100MW 及以上的火电厂、单机容量 50MW 及以上的水电站、单机容量 50MW 及以上的光热电站、核电站、风电场、光伏电站、储能电站以及其他安全稳定问题突出的发电厂和变电站应配置 PMU；

4）根据功能需要，接入 330kV 电压等级电网的变电站、开关站、串联补偿站、换流站宜配 PMU，接入110kV 电压等级电网且装机容量在40MW 及以上的风电场、光伏电站可配置子站。

（2）配置方案。同步相量测量装置一般包括数据集中器和同步相量采集装置，根据实际需求，可配置交换机。数据集中器一般组屏布置于主控室，同步相量采集装置组屏后分散布置于各继电器室，主控室数据集中器与各继电器室同步相量采集装置之间采用光纤通信。

2. 功能及性能要求

（1）功能要求。

1）同步相量测量装置应具备监测点的三相电压、三相电流以及开关量信号的测量功能，并可通过计算得到三相基波电压相量、三相基波电流相量、正序基波电压相量、正序基波电流相量、有功功率、无功功率、频率及变化率等参数。

2）应用于发电厂时，可通过键相脉冲信号直接测量或参数计算得到发电机内电势，可测量发电机励磁系统、调速控制系统部分信号。

3）应具备动态数据和暂态数据记录功能。

（2）性能要求。

1）动态实时数据传输应具有不同传送速率，动态数据时标与数据输出时刻之时间差应不大于 50ms。

2）动态数据应具有不同的记录速率，在最大数据量和最高记录速率条件下，动态数据的保存时间应不少于 14 天。

3）暂态数据记录采样速率应不低于 4000 点/s。

（四）风电功率预测系统

风电功率预测系统一般包括数值天气预报处理服务器、风电场功率预测主机、工作站、网络及安全防护设备。风电功率预测系统应具备数据采集与处理、风电功率短期及超短期预测、数据上报、预测结果误差统计与评价、Web 发布、数据存储、系统管理、报表生成与打印、系统日志、资源监视和界面展示等功能。

风电场风电功率预测系统短期风电功率预测月平均准确率应不低于 80%，月平均合格率应大于 80%，月平均上报率应达到 100%；风电场超短期风电功率预测月平均准确率应不低于 85%，月平均合格率应大于 85%，月平均上报率应达到 100%。

（五）火电机组综合监测子站

1. 配置原则及方案

火电厂配置火电机组综合监测子站，一般由应用服务器、监控工作站、交换机、串口转换器、分布式采集模块和相关应用软件构成，实现对火电机组烟气、热负荷等信息的实时监测，并通过电力调度数据网与电力调度端主站系统进行通信。同时，火电机组综合监测子站的建设还应满足环保部门的相关要求。

2. 功能及性能要求

（1）功能要求。

1）数据采集与存储。数据内容包括本厂除尘、脱硫、脱硝、锅炉、汽机以及供热机组热负荷等信息。

2）数据分析与告警。统计火电机组污染物排放浓度小时均值及超限值时段；统计各电厂脱硫、脱硝和除尘设施的投运情况，并形成统计分析报表；建立脱硫、脱硝和除尘设施运行数据的管理日志；统计供热机组的热电比、热效率等综合指标；在数据异常或越限时告警。

3）数据上传。与本厂电力调度数据网安全区Ⅱ接入交换机连接，向主站上传信息。

4）人机画面展示，用于本厂运行人员实时监测系统运行信息、调阅历史信息、修改系统参数等。

（2）性能要求。

1）数据采集量≥100 点/机组（包括模拟量和开关量）；

2）数据采集周期宜为 20s。

## 二、调度管理类系统子站

1. 配置原则及方案

为配合各级调度端调度管理主站系统的建设，在各电厂和变电站应配置调度管理系统子站，部署在管理信息大区。调度管理系统子站一般由服务器、工作站和相关应用软件构成，信息上传有以下两种方案：

（1）调度管理系统子站通过综合数据网或信息网与主站系统通信。

（2）调度管理系统子站通过专线通道与主站系统通信。

2. 功能及性能要求

（1）功能要求。

1）电厂调度管理系统子站功能主要包括：通过网络方式采集机组发电信息、进相运行信息、一次调频信息等；统计电厂各装置运行情况；统计电厂各类事故及故障的内容和次数；统计电厂参数越限情况；接收调度端下达的计划发电值。

2）变电站调度管理系统子站功能主要包括：通过网络方式采集变电站线路、主变压器等功率信息；统计变电站各装置运行情况；统计变电站各类事故及故障的内容和次数；统计变电站参数越限情况；与调度端调度管理主站系统完成操作票和检修票流程管理。

（2）性能要求。各电厂和变电站调度管理系统子站的性能指标应满足调度端调度管理主站系统信息采集和命令下发的要求。

## 三、其他技术支持系统子站

### （一）视频监控系统子站

视频监控系统子站主要由摄像机、编码器、网络设备、辅助设备和当地显示设备构成。具体设备配置方案应根据视频监控应用需求以及厂站有人值班或无人值班情况确定。

1. 摄像机及配套设备

摄像机及配套设备（如云台、防护罩、安装支架等）的选型应充分考虑监视目标的特点、环境气候条件、电磁环境条件、安装条件，摄像机宜选用 IP 摄像机。摄像机应根据气候特点配置相应的防护罩，低温地区应具备加热功能。

变电站、换流站户外配电装置区应部署全景视频监控摄像机。规模较大场区宜采用多台枪式摄像机画面拼接技术。全景视频监控摄像机宜选择全光谱、星光级摄像机。

根据一次设备状态检修需要，还可配置带云台的热成像摄像机（通常与可见光摄像机共用一个云台，构成双光谱摄像机）。

2. 编码器

根据视频信号的接入方式和处理方式不同，视频编码设备可分为数字录像设备/硬盘录像机（DVR）/视频服务器（DVS）/网络视频服务器（NVS）、网络视频录像机（NVR）、视频 IP 磁盘阵列/视频网络存储转发服务器等多种类型。IP 摄像机也可视为一种特殊的视频编码设备。视频编码设备应支持 ONVIF、GB/T 28181 等多种标准协议，支持本地人机界面高清独立双输出，可分别预览和回放，支持磁盘 RAID 冗余。

3. 网络设备

视频监控系统子站网络通常采用单网配置，网络交换机宜采用可管理的三层交换机，并具备 POE 功能。

由于视频监控系统子站设备通常处于强电磁场环境，图像信息传输宜受电磁干扰，户外安装的摄像机与网络设备之间宜采用光缆连接。

4. 辅助设备

应根据摄像机安装环境条件考虑配置照明控制设备、辅助照明灯光设备、光电转换器、防雷器、接线箱等辅助设备。全景视频监控摄像机应选用星光级低照度摄像机，并配备红外或激光辅助照明。

5. 当地显示设备

有人值班变电站和换流站当地视频监控宜与变电站、换流站其他生产辅助系统共享一套人机工作站设备。

### （二）电能质量在线监测装置

在电气化铁路牵引站、新能源场站、冲击性或波动性大负荷接入系统的公共连接点一般需配置电能质量在线监测装置；根据需求，电网中重要联络线路也可配置电能质量在线监测装置。装置一般组屏部署于继电器室内，根据需求可配置打印机设备，宜具备双供电电源模块。

电能质量在线监测装置应能采集、分析、计算多条线路电能质量数据，并可设定存储间隔。应具备在线分析显示功能，具备通过电力调度数据网和专线等多种方式与主站系统进行通信的能力。电压输入回路和电流输入回路应具备一定的过负荷能力。长时间断电时，监测装置不应出现误读数，数据至少保持 3 个

月以上。

（三）输变电设备在线监测系统子站

1. 设备配置原则及方案

（1）配置原则。输变电工程应根据电压等级、地理环境和运维需求等配置不同的输变电设备在线监测系统子站，并通过电力调度数据网将采集到的输变电设备在线监测信息和子站装置本身运行信息上传至调度端主站系统。

（2）配置方案。变电设备在线监测子站主要包括变压器和电抗器监测、断路器和GIS设备监测、容性设备监测等监测装置；输电设备在线监测子站主要包括气象环境监测、导线监测、杆塔监测、杆塔附件监测、电缆监测等监测装置。各监测装置一般由后台机、数据接口装置、传感器和相关应用软件等构成。

2. 功能及性能要求

（1）功能要求。

1）数据采集与存储。应能实现信息实时采集、事件顺序记录、设备故障诊断和历史数据存储等功能。

2）数据分析与告警。对采集到的输变电设备在线监测数据进行分析和处理，形成统计分析报表，建立装置运行管理日志；在数据异常或越限时告警。

3）数据上传。与本厂电力调度数据网接入交换机连接，向主站上传信息。

4）人机画面展示，用于运行人员实时监测系统运行信息、调阅历史信息、修改系统参数等。

（2）性能要求。

各输变电设备在线监测子站装置的监测内容和数值范围应随输变电一次设备确定，数据采集容量和周期应满足输变电设备状态在线监测主站系统建设要求。

（四）变电站动力环境监控系统子站

1. 设备配置

变电站端动力环境监控系统设备主要由数据采集设备、接口转换设备、网络交换机、系统主机（通信控制器）构成。其中，接口转换设备、网络交换机、系统主机（通信控制器）可与变电站其他生产辅助控制子系统或智能变电站一体化监控系统合用一套设备。

数据采集设备有两种形式：①集中式数据采集装置，类似于变电站监控的测控单元，实现信息的集中采集；②嵌入式、模块化数据采集器或智能仪表。

工程中通常采用嵌入式、模块化数据采集器和智能仪表，配置RS-485接口，通过接口转换器接入系统网络，实现信息的分布式采集。

2. 信息交互

动力环境监控系统可在变电站端通过网络接口与视频监控系统、安全防盗系统、消防告警系统互联或基于平台实现一体化系统集成，并实现灯光控制与安防告警及视频图像监控联动，消防告警与空调、风机控制联动。例如，在消防系统告警时，应启动所在区域的照明系统，并关闭相应区域的空调系统和风机以免扩大灾情；在安防系统告警时，应启动所在区域的照明系统，并利用视频监视系统对事故情况进行实时抓拍。

变电站内动力环境监控系统子站与主站系统接口通信协议宜满足DL/T 634.5104《远动设备及系统 第5-104部分：传输规约采用标准传输协议集的IEC 60870-5-101网络访问》规范。

变电站内动力环境监控系统与智能变电站一体化监控系统或其他生产辅助控制子系统之间互联信息交互接口通信协议宜选用DL/T 860系列标准。

变电站内动力环境监控系统数据采集设备与电源设备及智能仪表之间通过RS-485接口要求，通信协议宜采用ModBus规约。

# 第十九章

# 电力市场技术支持系统

## 第一节　引　　言

电力市场是以电网为载体，以电力系统分析、经济学理论、计算机技术、网络和通信技术为依托，实现在公平、公正、公开的竞争环境下有序运营的市场机制。成功的电力市场不仅应具有完善的理论体系、健全的政策措施，还应建立高效的电力市场技术支持系统。

电力市场技术支持系统又称电力市场运营系统，是由计算机设备、网络设备、安全防护设备以及必要的支撑软件和应用软件构成的完整的自动化系统。电力市场技术支持系统由部署于交易中心的主站系统和售电公司、发电厂和大用户的报价辅助决策系统以及通信通道构成。

系统设计时，应充分考虑系统的投资、可扩展性以及维护管理等方面需求，还应与电力市场的发展保持同步。目前，电力市场仍处于规则的研究制定及征求意见阶段，电力市场技术支持系统的设计同样处于研究探讨中。本章内容仅限于目前政策规定及技术支持系统的水平。电力市场技术支持系统设计必将随着市场的需求、政策的完善而逐步发展。

## 第二节　电力市场构成、交易及结算

### 一、市场构成

电力市场的交易分为电力批发交易和电力零售交易。电力批发交易主要指发电企业与售电企业或电力大用户之间通过市场化方式进行的电力交易活动的总称。电力零售交易指售电企业与中小型终端电力用户开展的电力交易活动的总称。

电力批发交易市场主要由中长期市场和现货市场构成。中长期市场主要开展多年、年、季度、月、周等日以上电能量交易和可中断负荷、调压、黑启动等辅助服务交易。现货市场主要开展日前、日内、实时电能量交易和备用、调频等辅助服务交易。

### 二、市场模式

市场模式主要分为分散式和集中式两种模式：

（1）分散式是主要以中长期实物合同为基础，发用双方在日前阶段自行确定日发用电曲线，偏差电量通过日前、实时平衡交易进行调节的电力市场模式；对于分散式市场中实物合同，在不违背安全约束的前提下，合同电量需要予以刚性执行，再通过现货市场对系统的偏差电量进行调整。

（2）集中式是主要以中长期差价合同管理市场风险，配合现货交易采用全电量集中竞价的电力市场模式。对于集中式市场中差价合同，合同电量不需要刚性执行，在日前阶段，将以社会福利最大化为目标制定次日的发用电曲线，并通过现货市场不断更新修正，针对其与差价合同所分解出来的曲线的偏差电量，按现货市场的价格进行偏差结算。

### 三、市场体系

电力市场分为跨区域和省（区、市）电力市场，市场之间不分级别。区域电力市场包括在全国较大范围内和一定范围内资源优化配置的电力市场两类。在全国较大范围内资源优化配置功能主要通过依托于国家电网公司组建的北京电力交易中心和依托于南方电网公司组建的广州电力交易中心实现，负责落实国家计划、地方政府协议，促进市场化跨省跨区交易；一定范围内资源优化配置的功能通过中长期交易、现货交易等交易机制，在相应区域电力市场实现。省（区、市）电力市场主要开展省（区、市）内中长期交易、现货交易。同一地域内不重复设置开展现货交易的电力市场。

### 四、交易机制

建立健全市场交易机制是我国电力市场建设的核心内容。主要包括中长期交易机制、现货交易机制、

跨区跨省交易机制、辅助服务交易机制、风险防范机制和可再生能源参与市场交易机制。

## 五、市场运行

（1）交易组织实施。电力交易机构、调度机构负责市场运行组织工作，及时发布市场信息，组织市场交易，根据交易结果制订交易计划。

（2）中长期交易合同形成。交易各方根据优化购电发电、直接交易等交易结果，签订中长期交易合同。

（3）日前发电计划。分散式市场，次日发电计划由交易双方约定的次日发用电曲线、优先购电发电合同分解发用电曲线和现货市场形成的偏差调整曲线叠加形成。集中式市场，次日发电计划由发电企业、用户和售电主体通过现货市场竞价确定次日全部发用电量和发用电曲线形成。日前发电计划编制过程中，应考虑辅助服务与电能量统一出清、统一安排。

（4）日内发电计划。分散式市场以 5～15min 为周期开展偏差调整竞价，竞价模式为部分电量竞价，优化结果为竞价周期内的发电偏差调整曲线、电量调整结算价格、辅助服务容量以及辅助服务价格等。集中式市场以 5～15min 为周期开展竞价，竞价模式为全电量竞价，优化结果为竞价周期内的发电曲线、结算价格、辅助服务容量以及辅助服务价格等。

（5）竞争性环节电价形成。初期主要实行单一电量电价。现货市场由市场主体竞价形成分时电价，根据地区实际可采用区域电价或节点边际电价。对现货市场以及集中撮合的中长期交易实施最高限价和最低限价。

（6）市场结算。交易机构根据市场主体签订的交易合同以及现货平台集中交易结果和执行结果，出具电量电费、辅助服务费及输电服务费等结算依据。

（7）安全校核。考虑全网安全约束，电力调度机构负责安全校核，并按时向规定机构提供市场所需的安全校核数据。

（8）阻塞管理。电力调度机构应按规定公布电网输送能力及相关信息，负责预测和检测可能出现的阻塞问题，并通过市场机制进行必要的阻塞管理。因阻塞问题产生的盈利或费用按责任分担。

（9）应急处置。当系统发生紧急事故时，电力调度机构应按安全第一的原则处理事故。

（10）市场监管。能源监管机构对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。

## 六、调度模式

由于电力系统运行的特殊性，电力交易机构和调度机构具有一定的业务联系。交易机构主要负责市场交易组织，调度机构主要负责平衡和系统安全。日以内即时交易和实时平衡由调度机构负责。交易机构按照市场规则，基于安全约束来编制交易计划，用于结算并提供给调度机构。调度机构向交易机构提供安全约束条件和基础数据，进行安全校核，形成调度计划并执行，公布实际执行结果，并向市场主体说明实际执行和交易计划产生偏差原因。交易机构根据市场规则确定的激励约束机制要求，通过事后结算实现经济责任分担。

## 七、交易模式

在电力市场中，市场主体可根据自身需求进行自主双边交易，或者通过交易机构集中交易。设立批发和零售两个电力市场，批发市场一般进行发电企业的电能销售业务，签订长期合同且单笔交易量较大，零售市场是售电公司将电能销售给终端电力用户，市场内的用户拥有较强的选择权，供需平衡经常被打破，零售电价的波动性较大。批发市场和零售市场的结合，可以为市场主体提供更加多元化选择，帮助企业规避风险。

## 八、交易结算

### （一）分散式交易结算

中长期市场和现货市场电能量交易结果结算有以下五种类型：

（1）中长期交易结算：中长期优先发电合同电量按照政府规定的上网电价进行结算。中长期市场化交易按照合同约定的价格和电量进行结算。

（2）日前市场交易：日前市场出清形成的交易计划与中长期合同分解形成的日合同曲线之间的偏差量，按照日前市场形成的价格结算。

（3）日内市场交易：交易主体日内交易的中标电量，按日内市场形成的价格结算。

（4）平衡服务中标电量：实时平衡机制中，被电力调度机构接受的平衡服务，按照市场交易主体报价结算。

（5）不平衡电量：不平衡电量的结算价格应考虑市场总体供需情况，采用不同的定价机制。当系统处于供大于求状态时，机组增发电量或用户少用电量，采用惩罚性结算价格，机组减发电量或用户增用定量，采用常规性结算价格；当系统处于供不应求状态时，则反之。

### （二）集中式交易结算

中长期市场和现货市场电能量交易结果结算有以下三种类型：

（1）中长期交易结算：中长期的公益性、调节性

电量按照政府规定的上网电价和目录电价进行结算。中长期市场化交易则按照交易双方协商的价格和电量进行结算。

（2）日前市场交易：日前市场出清形成的交易计划与中长期合同分解形成的日合同曲线之间的偏差量，按照日前市场价格进行结算。

（3）实时市场交易：市场交易主体实际发用电曲线与日前出清形成的交易计划曲线之间的偏差量，按照实时市场价格进行结算。

## 第三节 系统建设方案

### 一、建设模式

电力市场技术支持系统建设应当以电力市场运营规则为基础，在同一电力市场内，电力市场技术支持系统应当统一规划、统一设计、统一管理、同步实施、分别维护。电力市场技术支持系统应当根据电力市场发展的需要及时更新。

电力市场技术支持系统包括主站系统和终端报价辅助决策系统，其中主站系统包括中长期市场技术支持系统和现货市场技术支持系统。系统建设可根据现有自动化系统建设条件，采用一体化建设模式或者独立建设模式。厂站终端部署于售电公司、发电厂和大用户，提供市场信息浏览、下载、数据申报等交易功能。

### 二、系统功能要求

电力市场技术支持系统应满足中长期、现货市场运行和市场监管要求，遵守国家明确的基本交易规则和主要技术标准，实行统一标准和统一接口。

电力市场技术支持系统建设应当符合规定的性能指标。电力市场技术支持系统包括能量管理、合同管理、交易管理、电能计量、结算系统、市场申报、市场分析与预测、信息发布、市场监管等功能模块。

（一）能量管理

能量管理功能模块主要功能包括数据采集与监视、负荷预测、发电控制、发电计划、网络分析、在线经济调度、调度员培训模拟等。

（二）合同管理

合同管理功能模块负责完成与电力交易相关的各类合同和协议的管理，能够对合同的制定、管理和执行提供全过程的技术支持。具体功能包括：

（1）合同管理应支持合同的在线签订，支持合同录入以及变更；

（2）应可提供合同模板定义功能并具备维护功能；

（3）对合同的执行进行跟踪和分析，包括合同分解、合同跟踪、合同变更、合同电量完成情况、结算情况、变更次数等；

（4）应提供对签订合同的保护功能，合同的修改变更需经交易双方以及交易中心同时授权才可执行，交易方仅可查询、调阅与其相关合同；

（5）支持合同的评估与辅助决策，通过对相关历史合同数据的查询分析以及长期负荷预测的结果，提供各类参考数据，根据现在市场环境对已签订合同提供相应评估与辅助决策结果。

（三）交易管理

交易管理是电力市场技术支持的核心功能，根据政策性合同的签订落实情况，确定分类交易的规模；根据市场主体申报数据以及市场供需现状，形成无约束的分类交易结果和有约束的分类交易结果，并送至调度机构进行约束校核。

（四）电能计量

电能计量功能用于自动、实时采集和统计各发电企业、供电企业和部分大用户在各时段的交易的电量及相关数据。

（五）结算系统

结算系统主要功能是根据合同内容，依据市场规则，结合电能计量系统中电量数据、交易管理系统中的电价数据、交易合同中的相关数据以及考核数据，进行电网企业之间、电网公司与各发电企业、大用户等之间的财务核算。

结算系统主要包括以下内容：

（1）结算对象。结算对象包括独立发电公司、各售电公司及大用户、电网公司等。

（2）结算内容。结算内容包括现货交易结算、合约电量交易结算、辅助服务结算以及补偿金结算和违约金结算等。

（3）结算数据。经电力市场成员认可或经电力监管机构确认的交易管理系统和能量管理功能中的数据，是各类合同的结算依据。

（六）市场申报

市场申报主要完成电力市场数据申报接收与处理，并提供申报数据的有效性校验以及保存、查询等功能，应确保申报数据安全、保密、不可否认和篡改。

（七）市场分析与预测

市场分析与预测功能应提供电网运行情况分析、市场运营情况分析、市场评估分析，还应提供负荷预测分析、发电能力预测、供需平衡预测、阻塞断面预测等功能。提供全面的市场分析数据、预测工具和预测数据，保证市场协调、稳定和计划准确。

（八）信息发布

信息发布功能模块主要完成生产数据和市场信息的发布、存档、检索、交换和处理，使所有市场成员

都能及时、平等、准确地按照各自权限范围访问相关市场信息，进而决策或行动。

（九）市场监管

市场监管功能模块应可定义和计算各种预示有违规或操控市场行为的指标，根据历史数据和不同参与者的行为进行分析，判别投机行为的存在性。当预示有操控市场行为时，可调用相关模拟系统进行模拟分析。根据分析结果，给出对参与者有无投机行为的初步报告，并应具有防止和限制违规或操控市场行为措施的知识库。

## 三、数据交互

（一）数据交换要求

电力市场技术支持系统数据交互的设计，应满足系统内部各功能模块之间、技术支持系统与外部系统之间的数据交互需要，同时还应满足电力市场信息发布与其他管理功能的要求。

电力市场技术支持系统的数据交互，应在满足电力市场运营规则的基础上，结合市场发展的实际情况，确定交换内容。

（二）与电力调度机构系统的数据交互

需要与电力市场技术支持系统进行数据交互的外部系统包括电网调度控制系统、电能量计量系统、调度生产管理系统、水调自动化系统、负荷预测系统等。

（1）与电网调度控制系统的数据交互。电力市场技术支持系统向电网调度控制系统输出内容为交易计划的结果。从电网调度控制系统输入数据包括电力系统运行数据和电网数据。

（2）与电能量计量系统的数据交互。从电能量计量系统输入数据为带时标的电能量数据。

（3）与调度生产管理系统的数据交互。电力市场技术支持系统向调度生产管理系统输出的数据内容为相关市场信息。

（4）从调度生产管理系统读取数据内容为相关电网信息。

（5）与水调自动化系统的数据交互。电力市场技术支持系统从水调自动化系统读取水电计划和水情信息。

（6）与负荷预测系统的数据交互。电力市场技术支持系统从负荷预测系统数据读取负荷预测结果。

（三）与电力市场成员接入系统的数据交互

与电力市场成员接入系统的数据交互内容包括市场成员注册数据、市场成员竞价数据、合同信息、市场信息、交易计划信息、考核结算信息。

（四）不同电力市场技术支持系统之间的数据交互

不同电力市场技术支持系统之间数据交互包括有关市场经济数据、预测数据、检修数据、运行数据、安全校核结果及输电堵塞情况等。

## 四、配置要求

（一）硬件配置要求

提供电力市场支持系统的计算机系统、网络系统、备份系统、网络安全等硬件运行环境等。根据系统设计的需要选用高性能的服务器或工作站等计算机设备，所选设备必须具有良好的可靠性和灵活的可扩展性，单个设备故障不应引起系统主要功能的丧失；备份设备与软件应安全可靠，使用方便，能够自动执行备份策略。

（二）软件配置要求

（1）软件要求。支撑平台为电力市场的应用软件提供算法、模型、校核等技术支撑。支撑平台为应用软件提供一个高可用率、容错的应用和管理平台，提供高效率的和方便的支持应用软件开发的应用程序接口。

应用软件平台运行电力市场各个业务功能模块。应用软件应统筹规划、合理划分与部署，保证软件结构清晰，易于管理和维护。应用软件的核心算法应准确，算法原理公开；具备统一管理、调度多个后台服务和主备互用的能力。应用软件采用模块化设计，立足国内开发，以适应我国电力市场运营特点；客户端要求易于使用和安装维护。

（2）数据库管理系统。数据库管理系统必须满足高可靠性、高性能、高可伸缩性和高安全性的指标要求，具备多个用户同时存取和不间断运行的能力，提供联机数据备份、容错、容灾以及信息安全等措施。

（3）软件开发扩展要求。应提供用户二次开发所需的接口功能，方便第三方软件的接入。提供集成开发软件环境，便于用户软件维护和应用软件开发。

（三）系统接口

电力市场技术支持系统应按以下原则实现与能量管理系统、电能量计量系统、调度生产管理系统等之间的数据交互：

（1）数据交互应满足系统之间需要，同时不影响各自系统的独立性；

（2）数据开放同时必须保证安全性，安全性必须由安全防护、认证、加密传输等多种安全防护措施来保证；

（3）电力市场技术支持系统应充分利用现有系统资源；

（4）优化系统间的数据传输，提高整体效率。

## 五、安全防护

电力市场技术支持系统的安全防护需满足发改委2014年第14号令《电力监控系统安全防护规定》相关要求。

# 第二十章

# 时钟同步系统

## 第一节　同步类型及同步方式

### 一、同步类型

时钟同步网是一个网络体系，属于电力系统支撑网的范畴，它是由节点时钟设备和定时链路组成的一个实体网，为网内需要同步的设备提供高质量的定时信号。合理的规划和设计可避免不可接受的同步性能，同时可减少潜在的、难于发现的问题，从而降低运行维护成本。

时钟同步网可分为频率同步网和时间同步网，都为电力相关业务提供统一的定时基准。频率同步能够有效控制网络上信息传输时产生的抖动和漂移等指标，时间同步能够有助于精确定位故障、正确分析电网事故顺序等，提高运行维护水平。

频率同步是指信号的频率跟踪到基准频率上，使其长期稳定性与基准保持一致，但不要求起始时刻保持一致。这样，基准不一定跟踪协调世界时间（universal time coordinated，UTC），可以使用独立运行的铯钟组作为同步基准，也可以使用全球定位系统（Global Positioning System，GPS）对铯钟组进行校验，以使其保持更高的准确度。

时间同步不仅要求信号的频率锁定到基准频率上，使其长期稳定性与基准保持一致，而且要求起始时刻与 UTC 保持一致。这样，时间同步的基准必须跟踪到 UTC 上。时间同步主要通过按需配置卫星定位系统的方式来实现。

### 二、同步方式

在国际电信联盟电信标准部门（ITU-T）建议 G.810《同步网有关的定义和术语》中，同步网分为全同步、全准同步和混合同步三种方式。

（1）在全同步方式下，全网受一个或多个基准时钟控制。在多个基准时钟情况下，所有基准时钟之间应是同步运行的，即在正常运行条件下具有相同的长期准确度。

（2）在全准同步方式下，网络中各时钟独立运行，互不控制。这时要求各时钟具有高准确度和稳定度，即遵从 ITU-T 建议 G.811《基准时钟的定时特性》的规定，以保证时钟相对频率偏差引起的滑动可以达到指标要求。

（3）在混合同步方式下，将数字网分为若干子网。各子网内数字设备的时钟受该子网的基准时钟控制，在各子网内部为全同步，而各子网基准时钟之间则按准同步方式运行。

在上述三种同步方式中，全同步方式具有最佳的网络性能，长期运行过程中不会出现滑码；混合同步方式具有较好的网络性能，在正常运行条件下，子网内处于全同步运行，不会出现滑码，只是在子网之间可能出现周期性滑码，但滑码性能够满足 G.822《国际数字连接的受控滑动率指标》的要求；而全准同步方式网络性能最差，所有时钟之间均存在频率偏差，在长期运行过程中会周期性出现滑码。

根据全同步定义，全同步有两种实现方式：一是全网由单个基准时钟控制，采用主从同步方式实现全同步；二是全网由多个基准时钟控制，每个基准时钟控制的区域采用主从同步方式实现区域内的全同步，然后通过一定的技术手段实现多个基准时钟同步运行，从而最终实现全网的全同步。若采用单个基准时钟控制的全同步方式，考虑到光缆（特别是传输距离超过 1500km 的架空光缆）和传输节点引起的漂移，同步性能均无法满足规范要求。电力系统基于 SDH 网络构建同步网的情况下，不建议采用单个基准时钟控制的全同步方式进行同步网规划。

对于全准同步方式，要求在所有具有同步需求的站点均设置基准时钟，并不进行联网，需要极高的建设成本，并且由于所有时钟之间均存在频率偏差，使得网络性能很难得到保证，不建议采用该同步方式。

基于上述分析，单个基准时钟控制的全同步方式和全准同步方式均不建议采用，可选择多基准时钟控制的全同步方式或混合同步方式进行同步网的规划设计。

## 第二节　基准分配网路设计

对于时钟同步网的规划设计，一是要按照同步区的划分，确定基准时钟的设置数量和设置位置，以及同步区内同步供给单元的设置数量和设置位置。二是要根据传输网结构，规划全网基准时钟到区域基准时钟的主用和备用定时基准传输链路，以及基准时钟到同步供给单元、同步供给单元到同步供给单元的主用和备用定时基准传输链路。三是要核算极长定时基准参考链的漂动值是否满足要求。

### 一、同步网的构成

在 SDH 传送网环境下，为了使问题简单化，并减少网络规划设计和网络运行中潜在的、难于发现的问题，电力系统时钟同步网多采用由多个基准时钟控制的混合同步网结构。

基于 SDH 传送网组建的同步网，其同步基准分配的主体架构为分层定时平台的结构，网络结构宜满足如下原则要求：

（1）省际 SDH 传送层的定时源是全网基准时钟（primary reference clock，PRC）；PRC 与省际 SDH 传送层共同构成省际定时平台。

（2）省内 SDH 传送层的定时源是区域基准时钟（local primary reference，LPR）或 PRC；LPR 或 PRC 与省内 SDH 传送层共同构成省内定时平台。

（3）本地 SDH 传送层的定时源是二级节点时钟；二级节点时钟与本地 SDH 传送层共同构成地区定时平台。

（4）三级节点时钟及通信业务节点（交换中心、传输节点等）从地区定时平台上获取同步信号。

时钟同步网结构如图 20-1 所示。

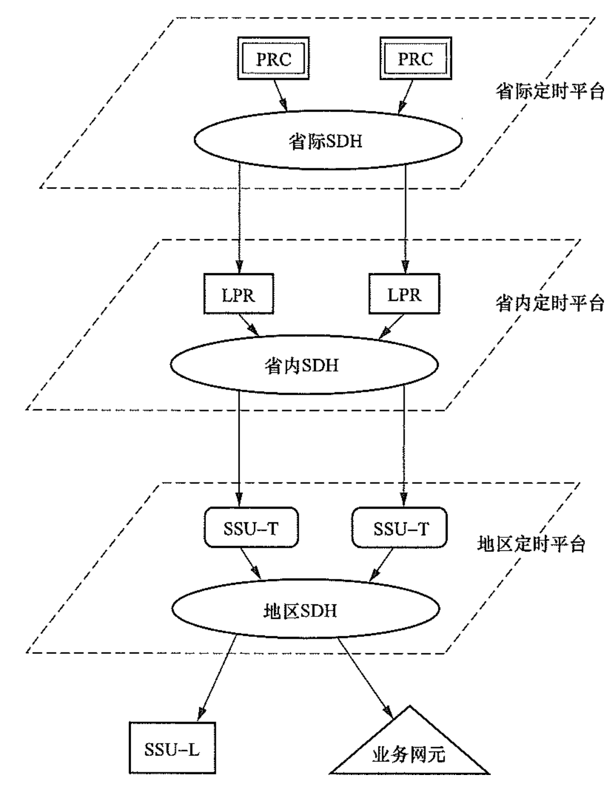



图 20-1　时钟同步网网络结构图

在卫星定时系统可用的正常情况下，区域基准时钟 LPR 的主用基准来源为卫星定时系统，备用基准来自 PRC；卫星定时系统不可用时，LPR 同步于 PRC，PRC 为全网提供同步基准的根本保证。

同步网各级节点的职能为：锁定跟踪同步基准信号，为下级同步节点及本节点所在通信楼内通信业务网元提供同步基准的分配。

（1）我国电力系统时钟同步网同步区原则上按照区域电网、省网（自治区、直辖市）来划分，在每个区域电网、省网设置 1～2 个级基准时钟。同步区 LPR 与全网 PRC 的关系如图 20-2 所示。

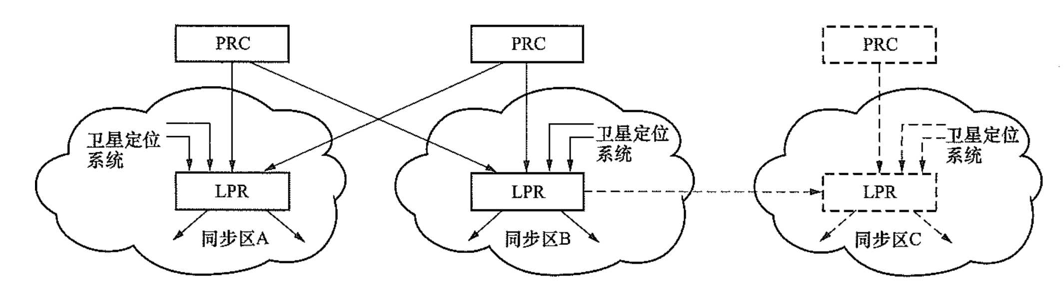



图 20-2　同步区 LPR 与全网 PRC 的关系

（2）区域基准时钟可以接受与其相邻的另一个同步区内 LPR 的同步，如图 20-2 中虚线所示。

（3）在各同步区内采用主从同步方法，区域基准时钟应向本区内的其他等级的时钟提供定时基准。

（4）在一个同步区内的某些时钟可以接受与其相邻的另一个同步区提供的定时基准作为备用。相邻同步区之间关系如图 20-3 所示。

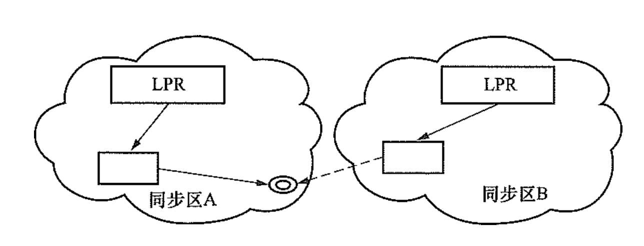



图 20-3　相邻同步区之间关系

## 二、时钟等级及基准时钟设置原则

（一）时钟等级

同步网时钟分为一级基准时钟、二级节点时钟和三级节点时钟三级。

1. 一级基准时钟

一级基准时钟分为含有铯原子钟的全网基准时钟（PRC）和以卫星定位系统为源头的区域基准时钟（LPR）两种。

（1）全网基准时钟（PRC）。由自主运行的铯原子钟组或铯原子钟组加卫星定位系统组成。

（2）区域基准时钟（LPR），由卫星定位系统和铷原子钟组成。LPR 以卫星定位系统为主用，但必须接受全网基准时钟 PRC 的同步，即全网基准时钟 PRC 作为全网同步的根本保证。

2. 二级节点时钟

二级节点时钟由铷原子钟或高稳晶体钟组成，可考虑加装卫星定位系统。

3. 三级节点时钟

三级节点时钟由高稳晶体钟组成。

（二）基准时钟设置原则

（1）符合同步网的规划和发展建设。

（2）PRC 是全网定时基准的根本保障，在确定 PRC 的设置数量及布局时应对保证全网的同步性能及可靠性方面进行充分论证。我国地域广阔，考虑定时基准传输的安全性和可靠性并保证全国同步网性能等因素，PRC 设置的数量应不少于 3 个。

（3）在每个同步区内设置一个 LPR，即设置在省调。必要时可设置两个 LPR，即一个主用，另一个备用。例如，同步区中可设置另一个 LPR 作为辅助基准时钟，用于控制极长链路的漂移积累或作为传输单链系统的备用定时源。

（4）区域电网与省网时钟设置应统一考虑，避免重复建设。

（三）同步供给单元的设置原则

原则上只在二级节点和三级节点设置同步供给单元。

（1）原则上，在地市调内应设置同步供给单元，采用二级节点时钟。

（2）在重要的枢纽站/重要厂站，根据需要可设置同步供给单元，采用二级节点时钟或三级节点时钟。例如，在省际骨干传送网层的枢纽站，SDH 设备数量多，且路由方向多，可以设置同步供给单元，采用二级或三级节点时钟。

（3）在有多个接入节点或多环连接的情况下，根据需要可设置同步供给单元，采用二级节点时钟或三级节点时钟。

（四）时钟的精度要求

1. 一级基准时钟

在各种应用运行条件下，对于大于 7 天的连续观察时间，一级基准时钟的频率准确度应优于 $1\times10^{-11}$。

2. 二级节点时钟和三级节点时钟

（1）频率准确度。以基准时钟为参考基准，在连续同步工作 30 天后，保持一年时间的情况下，二级、三级节点时钟的频率准确度要求见表 20-1。

**表 20-1 二级、三级节点时钟的频率准确度要求**

| 二级节点时钟 | 三级节点时钟 |
|---|---|
| 优于 $\pm1.6\times10^{-8}$ | 优于 $\pm4.6\times10^{-6}$ |

（2）引入和保持入范围。无论内部振荡器频率误差是多少，二、三级节点时钟最小牵引入和最小保持入范围见表 20-2。

**表 20-2 二、三级节点时钟最小牵引入和最小保持入范围**

| 时钟等级 | 精 度 要 求 | |
|---|---|---|
| | 最小牵引入范围 | 最小保持入范围 |
| 二级节点时钟 | $\pm1.6\times10^{-8}$ | $\pm1.6\times10^{-8}$ |
| 三级节点时钟 | $\pm4.6\times10^{-6}$ | $\pm4.6\times10^{-6}$ |

（五）卫星定位系统设置原则

卫星定位系统主要为北斗，或者 GPS 及其他定位系统，如全球卫星导航系统（global navigation satellite system，GLONASS）。当配置两套卫星定位系统时，应配置一套北斗，和一套 GPS 或其他卫星定位系统，并优先采用北斗定位系统作为主用源头。

## 三、同步定时链路的设计

在同步网节点间，通过定时链路将来自基准时钟的定时信号逐级向下传递。上级时钟通过定时链路将定时信号传递给下游时钟，下游时钟提取定时，滤除传输损伤，重新生成高质量信号，提供给厂站设备，并再通过定时链路传递给下游时钟。定时链路的合理设计对整个时钟同步网的可靠、稳定运行至关重要。

（一）定时基准传输链路的组织

（1）同步节点时钟应从不同路由获得地面主用和备用定时基准，并且，备用定时基准传输链路应处于随时可以代替主用的工作状态。

（2）LPR 应具有 2 路卫星信号和 2 路地面定时基准 4 路输入基准。原则上，LPR 地面的主用定时基准从最近的 PRC 取得，其地面的备用定时基准可以从另一较近的 PRC 取得，或从邻近的 LPR 取得。

（3）二级节点时钟应设置 2～4 路输入基准。原

则上，其主用定时基准从本省基准时钟取得，备用定时基准可以从同级节点时钟取得，或从邻近同步区内PRC或LPR取得。

（4）三级节点时钟应有2路输入基准。原则上，其主用定时基准从二级节点时钟或本同步区内LPR取得，备用定时基准可以从同级节点时钟取得，也可以从邻近同步区内LPR或二级节点时钟或三级节点时钟取得。

（二）极长定时链路的设计

（1）极长定时链路的设计应以ITU-T建议的G.823的漂动指标分配为原则。

（2）一级基准时钟源的定时信号经过若干段SDH链路及若干个同步供给单元（synchronization supply unit，SSU）节点到达末端，若链路中SSU节点数 $k$ 和SDH网元数 $N$ 达到最大限定数即称该链路为极长定时链路。其中，SDH网元时钟需符合ITU-T建议的G.813要求。定时链路模型如图20-4所示。

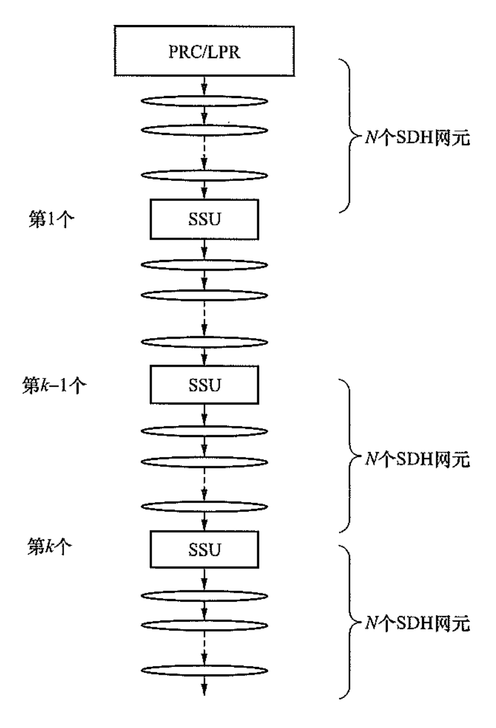



图20-4　定时链路模型

（3）极长定时链路SSU节点数 $k$ 限制为：网络正常情况下，以LPR为基准源时，$k$=5，以PRC为基准源时，$k$=7。

（4）根据电力及邮电行业相关技术规定，极长定时链路SDH网元数 $N$ 限制为 $N$≤20，但一般情况下设计的定时链路SDH网元数宜 $N$≤10；从始端到末端全程串入的SDH网元数最多60个。

（5）设计的同步网网路中的任何一条定时链路都不能超过极长定时链路。

（三）漂动性能指标及分配

（1）在极长参考连接末端，观察时间一天内的输出漂动应符合SSU/SDH时钟设备同步接口输出漂动网络限值（synchronous digital hierarchy equipment clock，SEC）的要求。

（2）在ITU-T建议的G.823中规定了数字网中接收端数字设备在24h内的最大相对输入漂动为18μs的漂动性能要求。

（3）关于18μs漂动的分配，考虑到网络运行中存在的对漂动影响的实际情况（如定时链路中的ITU-T建议的G.812或G.813时钟发生输入参考倒换等）和同步接口输出漂动网络限值的要求，暂定由极长定时基准参考链引入的绝对漂动应小于5μs，其漂动分配参考模型如图20-5所示。

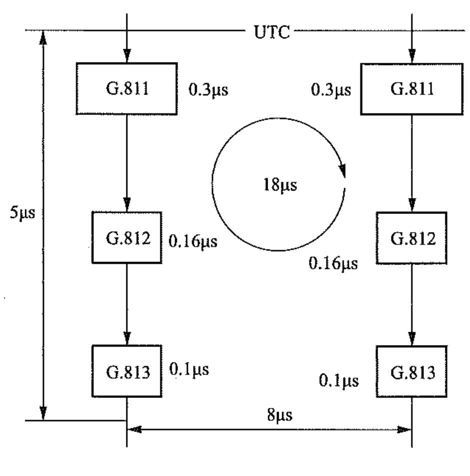



图20-5　漂动分配参考模型

## 第三节　同 步 信 号 传 送

时钟同步网中的同步信号传送应遵循由上及下的原则，定时基准信号应从上级节点向下级节点或在同级节点之间传送，禁止下级节点向上级节点传送。有必要从同级节点取得同步信号时，必须注意保证在任何情况下不会形成定时环路。

### 一、传送方式

（一）定时基准传输链路的选择

（1）定时基准信号在有不同传输介质可供选择时，其优先顺序是OPGW光缆、ADSS光缆、数字微波。

（2）为保证定时传送的质量及可靠性，在选择定时传送链路时应考虑以下因素：

1）优先选择可靠性高的传输系统。

2）主用、备用两路定时尽量安排在不同的物理路由，只有一个物理路由时应分散在不同的传输媒介或传输系统中。

3）尽量选择传输距离短，中继节点少，可靠性高的直达路由。

4）选用的定时链路应满足传输对数字通道投入

业务的传输测试指标，优先选择低误码、低漂动的链路。

(二)定时基准传送方式

1. SDH 定时方式

在 SDH 传送网环境下，数字同步网节点间定时基准传送方式如图 20-6 所示。

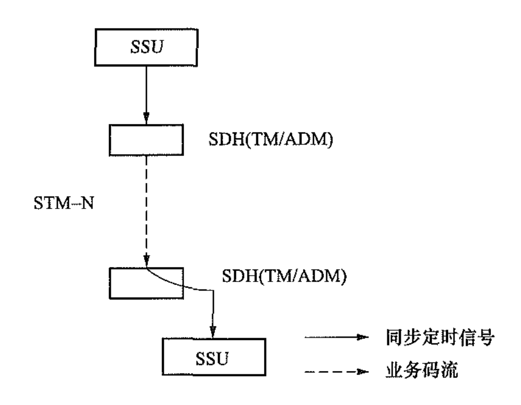



图 20-6 数字同步网节点间定时基准传送方式

图 20-6 为在 SDH 传送网环境下，采用 SDH 的 STM-N 线路码流传送定时基准信号。利用 SDH 传送同步基准应遵循以下原则：

（1）必须采用 SDH 线路码流传送同步基准信号，由上游的 SDH 复用设备的时钟经外同步口同步于通信站内的 SSU，中途 SDH 网元均采用线路定时方式，下游的 SDH 复用设备从 STM-N 线路码流中直接恢复出同步信号，经 SDH 终端设备的外同步口供给站内的 SSU 作输入基准信号。当需要使用 SDH 的 PDH 支路传送定时，为保证同步定时信号质量，应在 SDH 一侧使用再定时方式。

（2）SDH 传送系统被同步的过程即是传送同步基准信号的过程，两者不可分割。被选为同步基准信号载体的 SDH 系统的同步设计必须与同步网一致，SDH 系统的同步来源选定及同步定时方向等安排均应符合同步网要求。

（3）用于传送同步基准的 SDH 系统同步设计，必须避免在各种故障情况（包括传输线路中断、SSU 故障、GPS 系统失效等）下出现定时环路现象或时钟倒挂现象，并设法减少网络基准参考倒换的影响。在实践中应针对具体工程的实际情况，对各 SDH 网元节点的同步方式、导出定时的方式，以及 SDH 系统内同步状态信息 SSM 的响应规则等做出具体的安排。

（4）SDH 网元必须具备同步状态信息（SSM）功能。SDH 的网元时钟性能应符合 ITU-T 建议 G.813；定时功能和同步状态信息功能应符合 ITU-T 建议的 G.781。

（5）SDH 传定时的网络模型和要求应符合极长定时链路的设计要求。

（6）为保证 SDH 同步传送的质量及可靠性，在选择 SDH 系统时应优先选择自愈能力强的 SDH 系统，优先选择环形系统、次选链形系统，同时尽量选择传输距离短，中继节点少，可靠性高的 SDH 系统。

2. PDH 定时方式

当 SDH 传输系统不能往下延伸且需用 PDH 2048kbit/s 支路传送定时时，其 PDH 2048kbit/s 业务必须进行再定时，以避免 SDH 指针调整对定时质量的影响。

经过 SDH 传输系统下载的 PDH 2048kbit/s 支路业务再定时基本原理示意如图 20-7 所示。

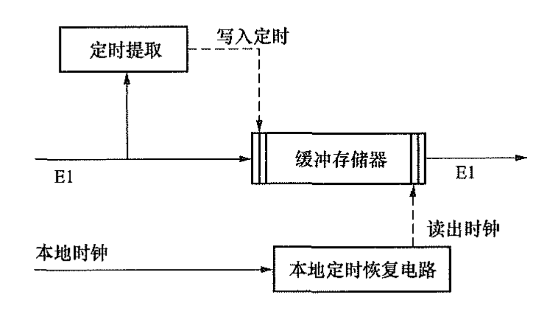



图 20-7 PDH 2048kbit/s 支路业务再定时基本原理示意图

图 20-7 中给出的再定时功能可以是 SDH 网元设备的一个功能模块，也可以是一个独立的实体。当再定时功能是 SDH 网元设备的一个功能模块时，其本地时钟应来自 SDH 网元设备内部接口 T0 的定时信号；当定时功能是一个独立的实体时，其本地时钟可以来自站内同步供给单元（SSU）或 SDH 系统时钟。

SDH 网元再定时功能模块应提供一个再定时缓冲存储器，用于 2048kbit/s 业务再定时，缓冲存储器的容量应至少为［125μs（1 帧）+18μs（滑动控制之后）］。SDH 网元应能累计再定时缓冲存储器中产生的滑动次数，作为相关的性能检测数据。

(三)基于 SDH 传送网的同步传送方式

电力系统 SDH 传送网，一般分为省际传送网层、省级传送网层、地区传送网层三层。基于 SDH 传送网组建时钟同步网时，可以根据 SDH 传送网分层来考虑定时信号在传送网层间的纵向传送和层内的横向传送。

1. 纵向传送

定时信号的网络层间传送应遵循单向逐层向下的原则，同层网络之间可以传送定时，下层网络不应向上层网络传送定时。

2. 横向传送

定时信号在传送网层内的横向传送是定时平台内的同步传送。SDH 层网的拓扑可以归纳为多环相接、多环嵌套及环/链结合的结构。层内传送的定时安排宜符合如下原则。

（1）单环 SDH 系统：应选择“环上两点”从环外同步源给 SDH 系统接入定时，处于“环上两点”的环

外同步源不宜再从该环获取定时。“环上两点”A、B的外同步源对该SDH环可以是主、备用方式，也可以是分区主、备用方式。单环SDH系统传送同步方式一（同步接入源主、备用方式）如图20-8所示，单环SDH系统传送同步方式二（同步接入源同时主用方式）如图20-9所示。

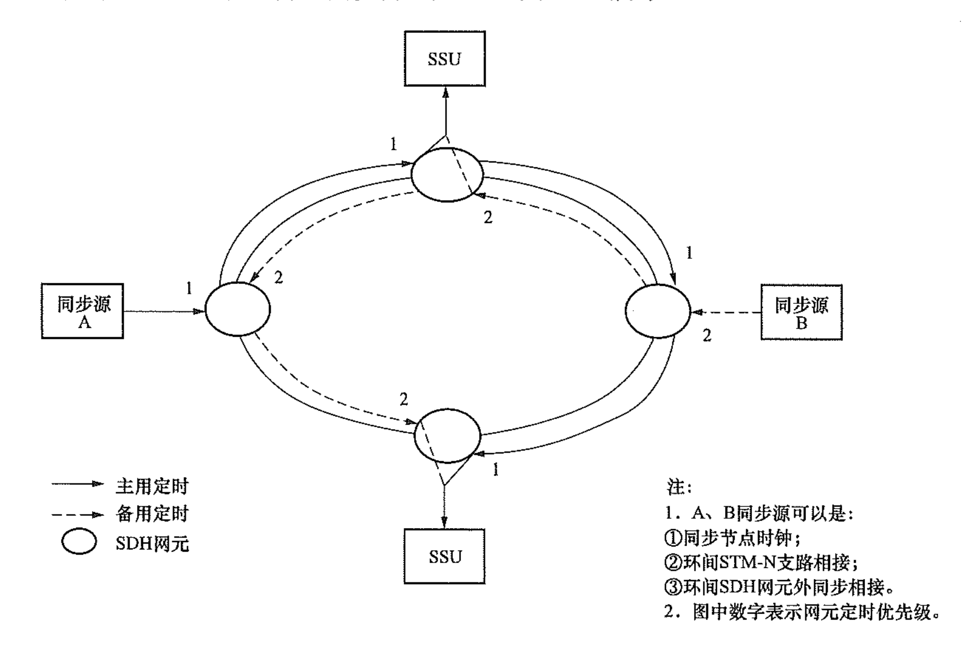



图20-8 单环SDH系统传送同步方式一（同步接入源主、备用方式）

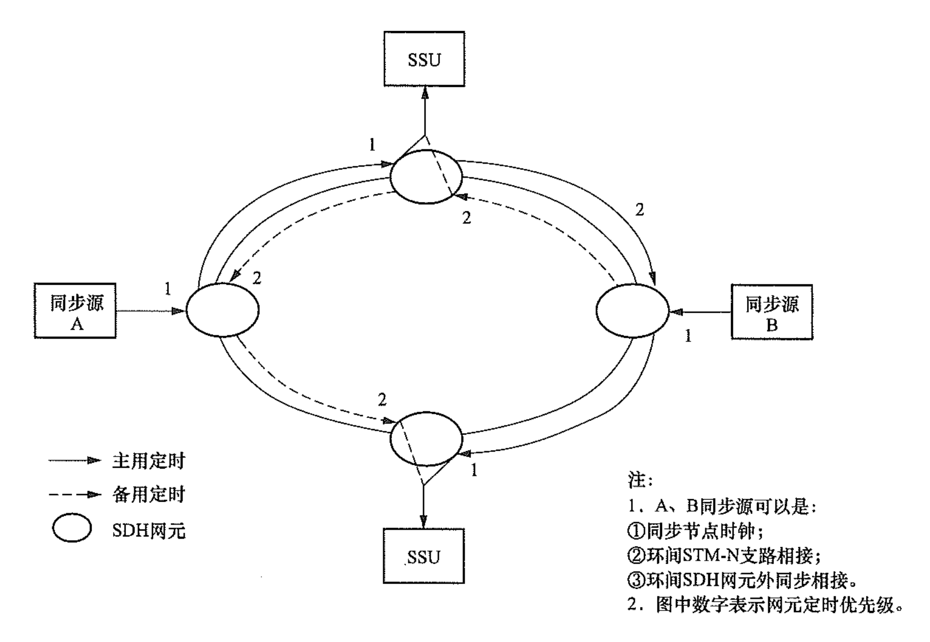



图20-9 单环SDH系统传送同步方式二（同步接入源同时主用方式）

方式一的主、备用定时均为单方向贯穿全环，在规划时比较简单，其缺点是串入的SEC时钟数较多；方式二的主、备用定时分段由两个同步源负责提供，串入的SEC时钟数较少，定时链路组织较灵活，但规划比较复杂。方式二主要用于距离较长的环形网。

（2）环嵌套的SDH系统：每个SDH环的定时连接安排按照单环SDH的方式进行。宜安排嵌套中的两个环在环路中的定时传递方向正好相反。双环SDH系统传送同步方式宜符合图20-10所示的要求。

（3）相切环的SDH系统：对于共节点相切环SDH系统，共节点多路分插复用设备（Multiple-Add and drop multiplexer，MADM）主、备用定时只能由环1提供，环2可通过共节点MADM设备从环1获得定时基准信号，不能给共节点MADM设备提供主备定时。相切环SDH系统传送同步方式宜符合图20-11所示要求。

（4）链形环的SDH系统：至少选择链上两点接入同步源。给SDH系统接入定时，该两点处的外同步源不宜再从链上获取定时。条件不具备时，可允许其中的一个外同步源从链上获取定时，故障情况下给链上接入定时。

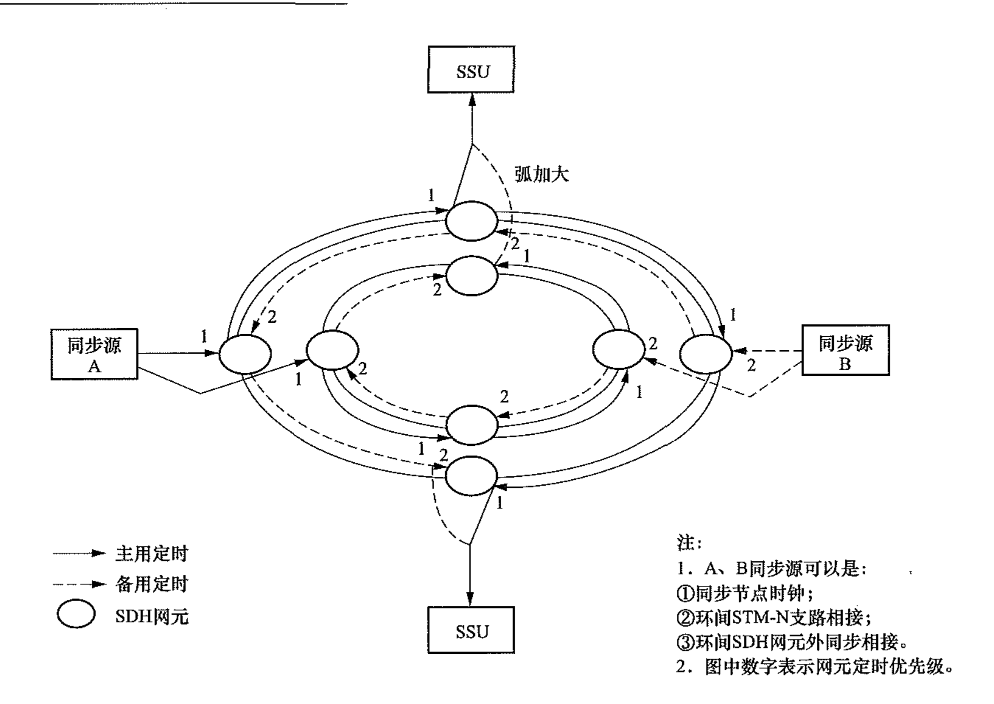



图 20-10　双环 SDH 系统传送同步方式

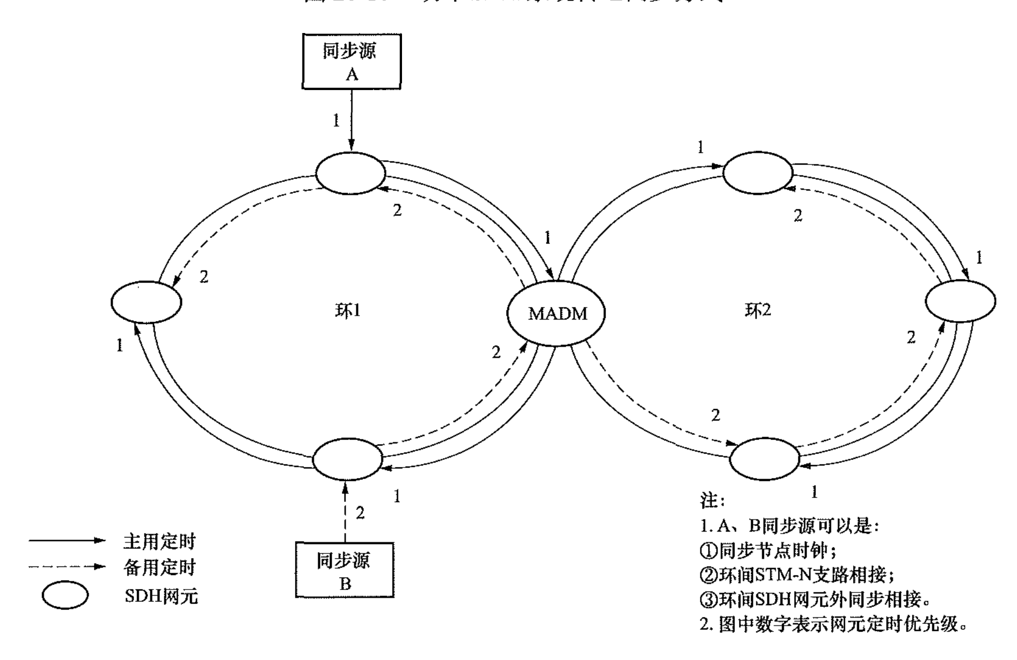



图 20-11　相切环 SDH 系统传送同步方式

## 二、传送要求

### （一）同步网接口要求

1. 同步网接口分类

同步网接口是可以为其他网络提供同步网定时的接口，这些接口可以提供一个输出信号，正常情况下该信号的频率可以最终跟踪到一个 PRC 上。同步网接口包括各级时钟的输入/输出端口及与同步链路相关设备的输入/输出端口。

对于同步网接口的物理/电气特性，涉及网络接口处相关设备（入时钟设备、传输设备）的输入/输出；对于网络接口输出的抖动和漂动网络限值，则只涉及网络接口处相关设备的输出；对于网络接口输入的抖动和漂动容限，则只涉及网络接口处相关设备的输出；对于网络接口输入的抖动和漂动容限，则只涉及网络接口处相关设备的输入；为了保证定时传送的连通性，在所有网络接口处必须有完备的匹配和适配，即物理/电气特性的匹配和适配，以及网络抖动和漂动的控制。

应用于网络限值的定时参考链如图 20-12 所示，共有四种同步接口类型，即在 PRC 输出的同步接口、在 SSU 输出的同步接口、在 SEC 输出的同步接口、在 PDH 分配输出的同步接口。

2. 网络接口限值

同步网接口的网络限值反映同步网抖动和漂动累积的最坏情况，而且还可用于规定同步设备的输入容限要求。

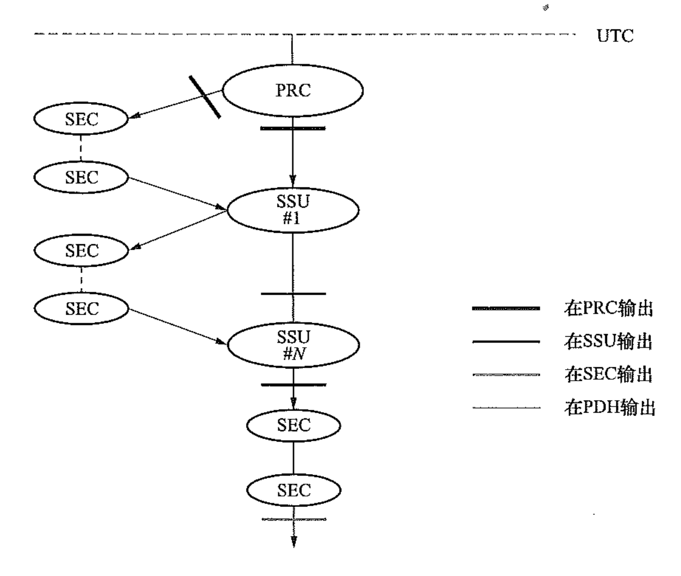



图 20-12　应用于网络限值的定时参考链

SSU 可以经过 SDH 或 PDH 分配链路接受其定时信号。这些分配链路输出的网络限值表示 SSU 在其输入可能经受的抖动和漂动量。因为 PDH 接口所允许的抖动比 SDH 接口（STM-N）的要大，所以 PDH 分配链路输出的网络限值表示 SSU 在其输入能容忍的最坏情况。

SEC 的抖动和漂动容限（至少）应是同步链路中最后的 SEC 输入的抖动和漂动量。因为同步链中最后的 SEC 对 SEC 输出的网络限值（在同步链中最后一个 SEC 的输出所期望的抖动和漂动量）的贡献较小，所以 SEC 输出接口的网络限值可用作 SEC 的抖动和漂动容限要求。

（1）同步网接口输出抖动的网络限值：同步网接口上的抖动和漂动有严格的规定。表 20-3 给出的 2048kbit/s 和 2048kHz 同步接口输出抖动的网络限值。这些网络限值与时钟设备输入端口提供的最小抖动容限是兼容的，并且在所有运行条件下，这些网络限值都应得到满足。

**表 20-3　2048kbit/s 和 2048kHz 同步接口的最大允许抖动**

| 输出接口 | 测量带宽，-3dB 频率点（kHz） | 峰—峰振幅 $UI_{pp}$ |
|---|---|---|
| PRC | 20～100 | 0.05 |
| SSU | 20～100 | 0.05 |
| SEC | 20～100 | 0.5 |
| | 49～100 | 0.2 |
| PDH 同步 | 20～100 | 1.5 |
| | 18～100 | 0.2 |

注　2048kbit/s 和 2048kHz 同步接口，$UI_{pp}$ 为时钟频率的倒数。

（2）同步网接口输出漂动的网络限值：频率较低时，同步网对漂动是透明的。通常地，在同一节点接收的两个定时信号——来自同一振荡源但经过不同路径，在最坏的情况下可能有相反的相位偏差。因此，在频率范围内，相关设备受两个输入信号之间的不同相位变化影响的最小漂动容限应大于绝对漂动的网络限值。时钟性能只受所选择的同步输入相位变化的影响，这就是绝对网络限值可直接用来规定 SSU 和 SEC 的漂动容限的原因所在。

时间偏差（Time deviation，TDEV）的网络要求是模拟得到的，其中考虑了 18μs 的漂动预算和 ITU-T 建议的 G.822 要求。然而，由于 TDEV 参数滤除漂动正弦分量的性能较差，及时满足相应的最大时间间隔误差（maximum time interval error，MTIE）要求，一天内具有正弦特性的较大的白昼漂动仍可能引起 TDEV 网络限值在 SSU、SEC 或 PDH 接口处超限。

用 MTIE 表示的时钟设备输出接口的网络漂动限值和模板，可参考 DL/T 5392《电力系统数字同步网工程设计规范》。

（二）SSU 接口要求

SSU 设备的输入/输出接口应满足通信网络要求，优先采用 2048kbit/s 信号，也可以采用 2048kHz 信号，接口要求见表 20-4。

**表 20-4　SSU 接口要求**

| 项目 | 信号类型 | |
|---|---|---|
| | 2048kbit/s | 2048 kHz |
| 信号类型 | 符合 ITU-T 建议 G.703—2001 及 G.704—1998 | 符合 ITU-T 建议 G.703—2001 |
| 输入信号的接入方式 | 终接电平符合 ITU-T 建议 G.703 电平 | 终接电平符合 ITU-T 建议 G.703 电平 |
| 监测项目 | LOS，OOF，AIS，CRC，BPV，MTIE，TDEV，Δf/f，TIE 等 | LOS，MTIE，TDEM Δf/f，TIE 等 |

（1）SSU 应对输入信号进行监测，其他重要通信设备的输出定时信号也可接入 SSU 监测口进行监测，监测口的要求与同类型的输入口相同，监测项目见表 20-4。

（2）SSU 输入/输出接口的阻抗应与安装 SSU 所在数字传输机房中普遍应用的 DDF 阻抗一致。

（3）SDH 网元（ADM/TM ）的外同步输入/输出接口应优先选用 2048 kbit/s，也可以采用 2048 kHz 信号。2048 kbit/s 的帧结构和 SSM（同步状态信息）信息格式应符合 ITU-T 建议 G.704。SSM 信息用于在同步定时链路中传递定时信号的质量等级，使得同步网中的节点时钟通过对 SSM 的解读获取上游时钟的信

息，并将该节点信息传递给下游，采用 4 比特编码，共 16 种信号，反应不同的质量等级。2048kbit/s 接口的 SSM 编码方式见表 20-5。

（4）暂无 SSM 功能的 SDH 网元外同步口，应在外同步输出的定时质量超越门限时切断该输出信号，或者送出 AIS 告警。

（5）SDH 网元的外同步输入口用于网元内部时钟接收外同步信号，其外同步输出口供出的同步信号应是不经过网元内部时钟而直接从 STM-N 线路码导出的。

表 20-5　　同步状态信息编码

| $S_{an1}S_{an2}S_{an3}S_{an4}$ | 同步质量等级描述 |
|---|---|
| 0000 | 同步质量不知道（现有同步网） |
| 0001 | 保留 |
| 0010 | 一级时钟信号 |
| 0011 | 保留 |
| 0100 | 二级时钟信号 |
| 0101 | 保留 |
| 0110 | 保留 |
| 0111 | 保留 |
| 1000 | 三级时钟信号 |
| 1001 | 保留 |
| 1010 | 保留 |
| 1011 | SDH 设备时钟信号（ITU-T 建议 G.813） |
| 1100 | 保留 |
| 1101 | 保留 |
| 1110 | 保留 |
| 1111 | 不能同步 |

## 第四节　同步网网管系统

网管系统是由网管节点和同步网节点时钟设备以及连接他们的通信系统所组成的。

### 一、配置原则

同步网网管系统主要监控管理同步节点时钟设备。每个同步区配置一套网管系统，同步网设备应配置本地维护终端。

例如，同步网网管系统可采用两级结构：一级网管中心可设置在电网公司总部，主要负责省际定时平台的时钟同步网设备；二级网管中心可设置在各省公司，主要负责省级定时平台和地区定时平台时钟同步设备；不同同步区第一基准时钟、第二基准时钟配置本地维护终端。各级网管中心与同步设备之间应采用 TCP/IP 协议实现数据通信。时钟网管系统典型网络结构如图 20-13 所示。

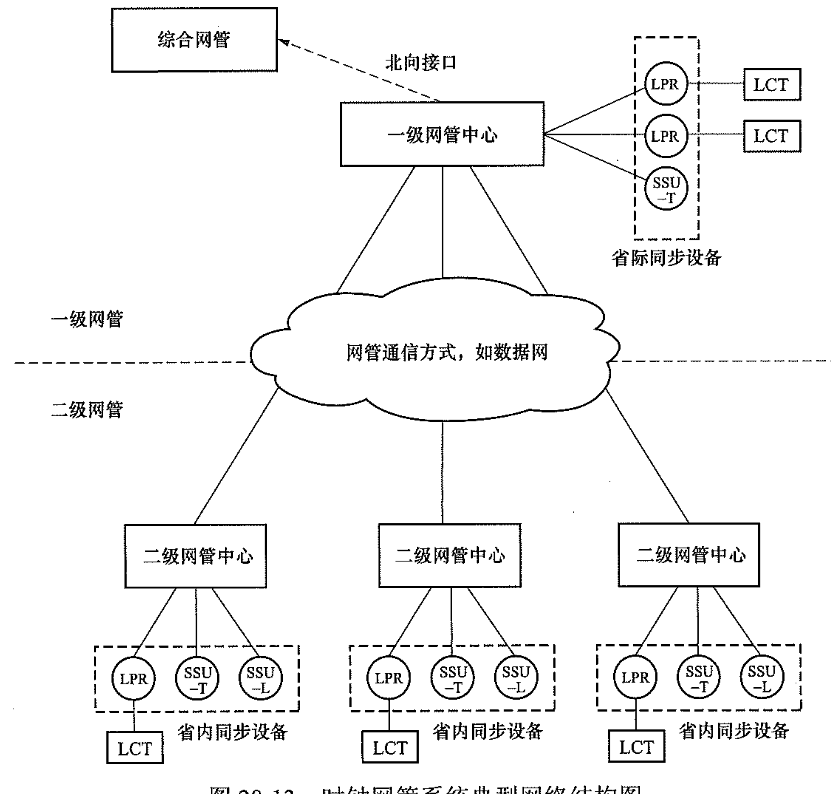



图 20-13　时钟网管系统典型网络结构图

## 二、基本功能要求

网管系统应具有以下主要功能：

（1）故障管理：能接收来自同步节点设备的实时告警及事件，以可闻、可视方式显示，并存储。网管中心还应支持随机查询设备的告警信息。

（2）性能管理：能自动进行定时轮询和随机查询收集各同步节点设备的性能监测数据，并能进行存储、计算，以曲线和表格形式显示。

（3）配置管理：以软件指令控制同步设备进行输入基准的倒换、闭塞；修改输入基准的优先级及告警、性能门限等。

（4）安全管理：系统应有三级密码级别（安全级、管理级、用户级），不同级别对设备进行调看、设置和修改赋予不同的权限。

（5）数据统计分析功能：能对收集到的告警及性能进行统计分析及数据后期处理，作出统计报表。

# 第五节　时钟同步设备配置

## 一、频率设备典型配置

1. PRC 典型配置

PRC 属于自主基准时钟，设备典型配置如下：

（1）铯钟：1～2 个；

（2）铷钟：2 个；

（3）卫星定位系统：2 套；

（4）定时基准分配单元：1 套。

2. LPR 典型配置

LPR 属于非自主基准时钟，设备典型配置如下：

（1）铷钟：2 个；

（2）卫星定位系统：2 套；

（3）定时基准分配单元：1 套。

3. 节点时钟典型配置

节点时钟可按照二级节点时钟（synchronization supply unit-transit node，SSU-T）和三级节点时钟（synchronization supply unit-local node，SSU-L）分类配置。其中，SSU-T 为转接同步供给单元，设备典型配置如下：

（1）铷钟：2 个；

（2）定时基准分配单元：1 套。

SSU-L 为本地同步供给单元，设备典型配置如下：

（1）高稳晶体钟：2 个；

（2）定时基准分配单元：1 套。

随着我国北斗卫星定位系统的发展，时钟同步网配置的卫星定位系统应一路采用北斗定位系统，另一路采用 GPS 卫星定位系统，且优先采用北斗授时系统作为主用源头。

同步网设备配置应包括时钟和本地维护终端。时钟设备应为模块化结构，便于升级和扩容，其主要部件应冗余配置。

大楼综合定时供给设备（building integrated timing supply，BITS）输出/输入接口信号种类及容量应根据具体需要而确定，并符合同步网接口要求。一般供给范围应包括：

（1）SDH 传输系统；

（2）程控交换机；

（3）会议电视设备；

（4）DDN 设备；

（5）其他需要定时信号的设备。

## 二、频率设备配置原则

时钟同步网的规划设计应考虑传输网的网络结构，同步定时链路组织与传输系统同步安排应协调统一，传输系统同步安排应服从同步定时链路组织需要。原则上，按照一级节点时钟（包括第一、第二、辅助基准时钟）的设置组织省际、省级传输网定时链路，并统一进行省际、省级传输网同步安排。按照二级节点时钟和三级节点时钟的设置组织地区传输网定时链路，并统一进行地区传输网同步安排。具体配置可参考以下原则：

（1）一级、二级节点时钟节点应设置在省际传输网与省级传输网的交汇点，同时需兼顾站点地理位置，原则上优先选择省会城市或省中心城市的重要站点。

（2）国调、分调和省调调度通信大楼、第二通信汇聚点等重要通信站点，可设置局内分配定时基准节点，配置区域基准时钟 LPR 或 SSU-T，用于站内各种通信设备同步定时分配。

（3）超过 1500km 的传输系统或单链传输系统末端，应增设辅助基准时钟。辅助基准时钟和 SSU-T 可设置在省级传输网与地区传输网交汇点、地调通信大楼、地区第二汇聚点、220kV 及以上变电站等重要站点。

（4）省内 SSU-L 可设置在县调通信大楼以及其他传输网重要节点。

（5）对于省级传输网中无法获得备用定时源的传输系统，可考虑在该系统末端站点加装配置有北斗卫星定位系统的 SSU-T 作为该系统的备用定时源。对于地县传输网中无法获得备用定时源的传输系统，可考虑在该系统末端站点加装配置有北斗卫星定位系统的 SSU-L 作为该系统的备用定时源。

（6）BITS 除了满足对 SSU 的要求外，其具体配置可参考以下原则：

1）输入信号接口数量至少 2 个，可根据工程需要

而增加。输入信号类型至少可以配置为 2048kbit/s 和 2048kHz 两种，可根据工程需要增加其他种类配置。

2）输出信号接口数量至少 10 个以上，可根据工程需要而增加。输出信号类型至少可以配置为 2048kbit/s 和 2048kHz 两种，可根据工程需要增加其他种类配置。

3）可根据工程需要，将少量输出端口配置为“1+1”冗余式输出信号，其他输出端口配置为“1+0”非冗余式输出信号。

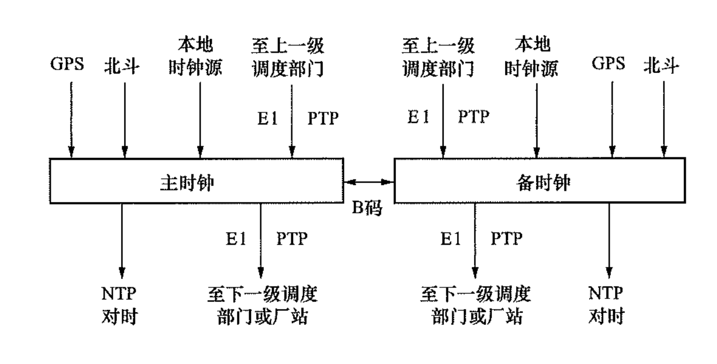



图 20-14　调度端对时系统配置

## 三、对时系统设备配置

（一）调度端对时系统配置方案

调度端对时系统一般采用如图 20-14 所示的一主一备的配置方式。

调度端对时系统的输入主要包括以下四个方面：

（1）接收北斗卫星的授时信号。

（2）接收 GPS 卫星的授时信号。

（3）根据实际需求配置本地时钟源，如铯钟、铷钟等。

（4）接收上一级调度部门发来的精确时钟同步协议（precision time synchronization protocol，PTP）对时信号。PTP 对时信号传输结构如图 20-15 所示。

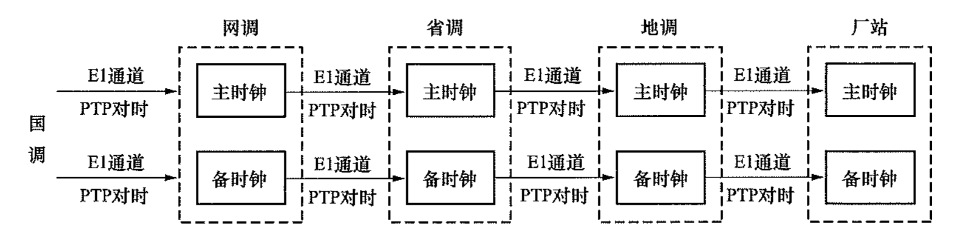



图 20-15　PTP 对时信号传输结构图

调度端对时系统的输出主要包括以下三个方面：

（1）调度端对时系统宜采用网络时间协议（network time protocol，NTP）方式为各业务系统提供授时信号；

（2）为下一级调度部门或直调厂站提供 PTP 对时信号；

（3）对时系统应具备自身运行状态和异常告警信息的输出功能。

（二）厂站端对时系统配置方案

如图 20-16 所示，厂站端时钟宜采用全厂站统一对时系统，当二次设备采用分散安装方式时，宜在各继电器小室配置一套扩展时钟。220kV 及以上电压等级厂站的对时系统一般采用双机配置；110kV 及以下电压等级厂站的对时系统宜采用双机配置。

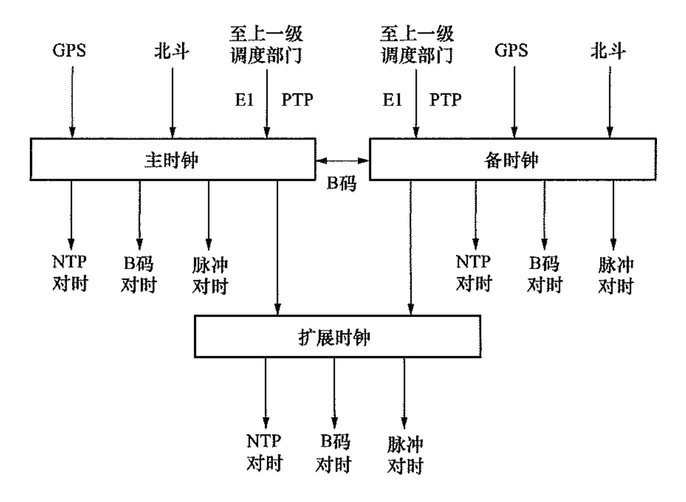



图 20-16　厂站端对时系统配置

厂站端对时系统的输入主要包括以下三个方面：

（1）接收北斗卫星的授时信号；

（2）接收 GPS 卫星的授时信号；

（3）接收所属调度部门发来的 PTP 对时信号。

厂站端对时系统的输出主要包括以下两个方面：

（1）厂站端对时系统宜采用 NTP 方式为站控层二次设备提供授时信号；宜采用电接口 IRIG-B 码或光接口 IRIG-B 码或脉冲方式为间隔层和过程层二次设备提供授时信号。

（2）对时系统应具备自身运行状态和异常告警信息的输出功能。

## 四、时间同步状态监测

时间同步状态监测应实现分层管理，具体如下：

（1）各级调度端负责监测本级调度、下级调度以及直调厂站的时间同步状态；

（2）厂站端负责监测本站内各二次设备的时间同步状态。

时间同步监测管理者采用定期轮询方式向被监测

设备发送时间请求报文，并依照被监测设备返回的时间信息计算时间偏差，实现时间同步状态监测。

（一）调度端时间同步状态监测

调度主站端通常采用安全区Ⅰ、安全区Ⅱ和安全区Ⅲ的数据采集服务器作为时间同步监测管理者，使用 Linux 操作系统提供的网络时间协议守护进程（network time protocol daemon，NTPD）工具，采用 NTP 或简单网络时间协议（simple network time protocol，SNTP）方式实现对调度端其他服务器、工作站等被监测设备的时间状态监测。

（二）厂站端时间同步状态监测

（1）利用监控主机作为站控层和间隔层时间同步监测管理者，采用 NTP 方式实现对时钟装置、保护装置、测控装置、故障自动记录装置、故障测距装置、同步相量测量装置等的时间状态监测；

（2）利用测控装置作为过程层时间同步监测管理者，通过 GOOSE 网络实现对合并单元和智能终端的时间状态监测；

（3）当厂站端某个被监测设备时间状态异常时，时间同步监测管理者生成告警信息上传至调度端。

（三）调度端与厂站端之间时间同步状态监测

调度主站安全区Ⅰ数据采集服务器作为时间同步监测管理者，采用 DL/T 476《电力系统实时数据通信应用层协议》或 DL/T 634.5104《远动设备及系统　第5-104 部分：传输规约　采用标准传输协议集的 IEC 60870-5-101 网络访问》协议实现对厂站端远动网关机的时间状态监测。

# 第二十一章

# 电力系统通信

## 第一节　电力系统通信作用及构成

电力系统通信是电力系统不可缺少的重要组成部分，是电网实现数字化、智能化、调度自动化和管理现代化的基础，是确保电网安全、经济运行的重要技术手段。由于电力系统生产的不间断性和运行状态变化的突发性，要求电力调度通信高度可靠，传输迅速，因此需要建立与电力系统安全运行相适应的专用通信网。

电力系统通信的业务种类比较多，按照业务属性大致可以分为生产控制类业务和管理信息类业务；按类型划分主要有语音、数据、视频及多媒体业务等；按照时延又可以划分为实时业务和非实时业务，其中实时业务有调度和行政电话、保护和安全自动装置信号、调度自动化、变电站图像监控、会议电视等，非实时业务有企业资源计划系统（ERP）、电力营销系统、办公自动化系统、输配电网管理系统、调度生产管理系统、管理信息系统、电子邮件等业务。

电力系统通信网络由传输网、业务网、支撑网及其辅助设施构成，其中，传输网以光纤通信方式为主，电力线载波、微波、卫星通信为辅；业务网承载在传输网上，向用户提供电话、数据/视频及多媒体等通信业务服务，主要包括数据通信网、调度交换网、行政交换网、电视电话会议系统；支撑网为传输网和业务网提供技术支撑，主要由时钟同步系统、网管系统等构成。辅助设施主要包括通信机房、通信电源、配线系统等。

## 第二节　光　纤　通　信

### 一、基本原理及构成

#### （一）光纤传输基本原理

光纤通信是以高频率的光波作为载波，以光纤为传输介质的通信，其基本原理是，在发送端把传送的信息转换成电信号，然后调制到激光器发出的激光束上，使光的强度随电信号的幅度（频率）变化而变化，并通过光纤发送出去；在接收端，检测器收到光信号后把它转换成电信号，经解调后恢复原信息。

光信号在光纤中的传输利用光纤的全反射原理，当注入角满足一定的条件时，光便能在光纤内形成全反射，从而达到长距离传输的目的。光纤的导光特性基于光射线在纤芯和包层界面上的全反射，使光线限制在纤芯中传输。

下面以光信号在阶跃光纤中传输为例介绍光通信的原理。图 21-1 为光纤结构示意图，图 21-2 为突变型多模光纤、渐变型多模光纤、单模光纤传输性能示意图。

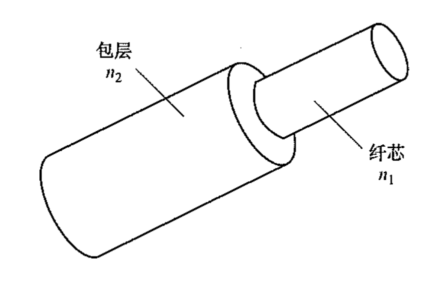



图 21-1　光纤结构示意图

以突变型光纤为例，如图 21-3 所示，纤芯折射率为 $n_1$，包层的折射率为 $n_2$，且 $n_1>n_2$，空气折射率为 $n_0$。在光纤内传输的子午光线，简称内光线，遇到纤芯与包层的分界面的入射角大于 $\theta_c$ 时，才能保证光线在纤芯内产生多次反射，使光线沿光纤传输。然而，内光线的入射角大小又取决于从空气中入射的光线进入纤芯中所产生折射角 $\theta_2$，因此，空气和纤芯界面上入射光的入射角 $\theta_i$ 就限定了光能否在光纤中以全反射形式传输，与内光线入射角的临界角 $\theta_c$ 相对应，光纤入射光的入射角 $\theta_i$ 有一个最大值 $\theta_{max}$。

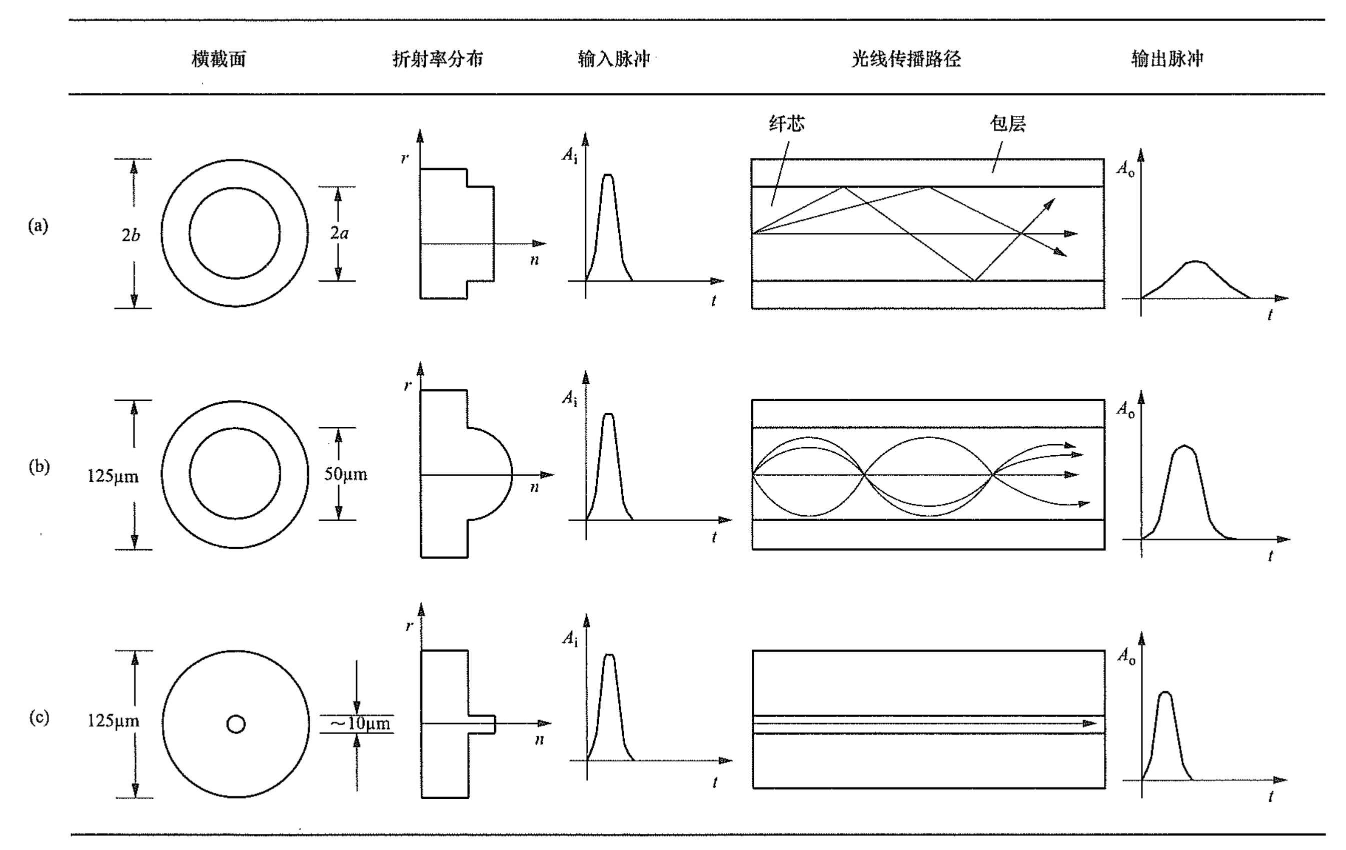



图 21-2　三种基本类型光纤传输性能示意图

（a）突变型多模光纤；（b）渐变型多模光纤；（c）单模光纤

当光线以 $\theta_i>\theta_{max}$ 入射到纤芯端面上时，内光线将以小于$\theta_c$的入射角投射到纤芯和包层界面上，该光线将射入包层，很快就会露出光纤。

当光线以 $\theta_i<\theta_{max}$ 入射到纤芯端面上时，入射光线在光纤内将以大于的 $\theta_c$ 入射角投射到纤芯和包层界面上，该光线将在纤芯和包层界面产生多次反射，使光线沿光纤传输。

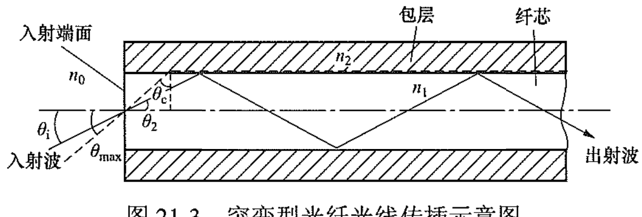



图 21-3　突变型光纤光线传插示意图

## （二）光纤通信系统构成

最基本的光纤通信系统由光发信机、光收信机、光纤线路、中继器以及无源器件组成，其系统构成如图 21-4 所示。其中光发信机负责将信号转换成适合在光纤上传输的光信号，光纤线路负责传输信号，光收信机负责接收光信号，并从中提取信息，然后转换成电信号，最后得到对应的话音、图像、数据等信息。

（1）光发信机。光发信机是由光源、驱动器和调制器组成，实现电/光转换的光端机。其功能是将来自于电端机的电信号对光源发出的光波进行调制，成为已调光波，然后再将已调的光信号耦合到光纤中传输。

（2）光收信机。光收信机是由光检测器和光放大器组成，实现光/电转换的光端机。其功能是将光纤传输来的光信号，经光检测器转换为电信号，然后将微弱的电信号经放大电路放大到足够的电平，传输到接收端的电端机。

（3）光纤线路。其功能是将发信端发出的已调光信号，经过光纤的远距离传输后，耦合到收信端的光检测器上去，完成传送信息任务。

（4）中继器。由光检测器、光源和判决再生电路组成。它的作用有两个：一是补偿光信号在光纤中传输时产生的衰减；二是对波形失真的脉冲进行整形。

（5）无源器件。包括光纤连接器、耦合器等，其作用是完成光纤间及光纤与光端机的连接及耦合。

## （三）主要技术基本原理

目前，电力系统所用到的光纤通信技术主要有同步数字系列（synchronous digital hierarchy，SDH）/多业务传输平台（multi-service transfer platform，MSTP）、波分复用系统（wavelength division multiplexing，WDM）、光传送网（optical transport network，OTN）、分组传送网（packet transport network，PTN）、无源光网络（passive optical network，PON）等。

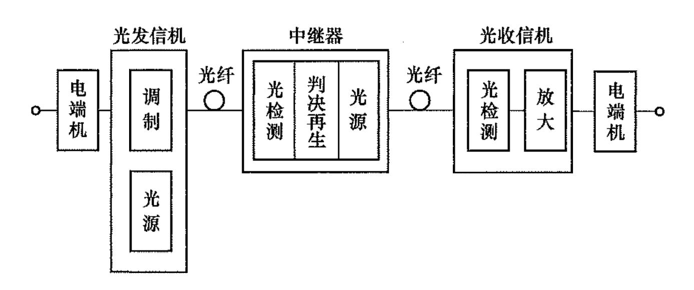



图 21-4　光纤通信系统构成示意图

1. SDH/MSTP 技术

SDH 是一种将复接、线路传输及交换功能融为一体，并由同一网管系统操作的综合同步信号传送网络。MSTP 是基于 SDH 的多业务传输平台，是 SDH 的升级版。为了适应逐步增加的数据业务的需求，MSTP 在原有的 SDH 传输平台上提供了异步传输模式（asynchronous transfer mode，ATM）和以太网接口，以完成数据业务的透传功能，主要技术有级联、基于 SDH 的链路接入协议（link access procedure-SDH，LAPS）封装等，提供了强大的以太网二层交换能力和 ATM 的交换功能，通过划分虚拟局域网（virtual local area network，VLAN）实现用户的有效安全隔离；引入了通用成帧协议（generic framing procedure，GFP）封装机制、链路容量调整机制（LCAS）和虚级联技术，使得 MSTP 对数据业务的支持能力进一步加强，同时也在 MSTP 中内嵌弹性分组环（resilient packet ring，RPR）技术，引入了带宽统计复用功能，提高了环路利用率。基于 SDH 的多业务传送节点基本功能模型如图 21-5 所示。

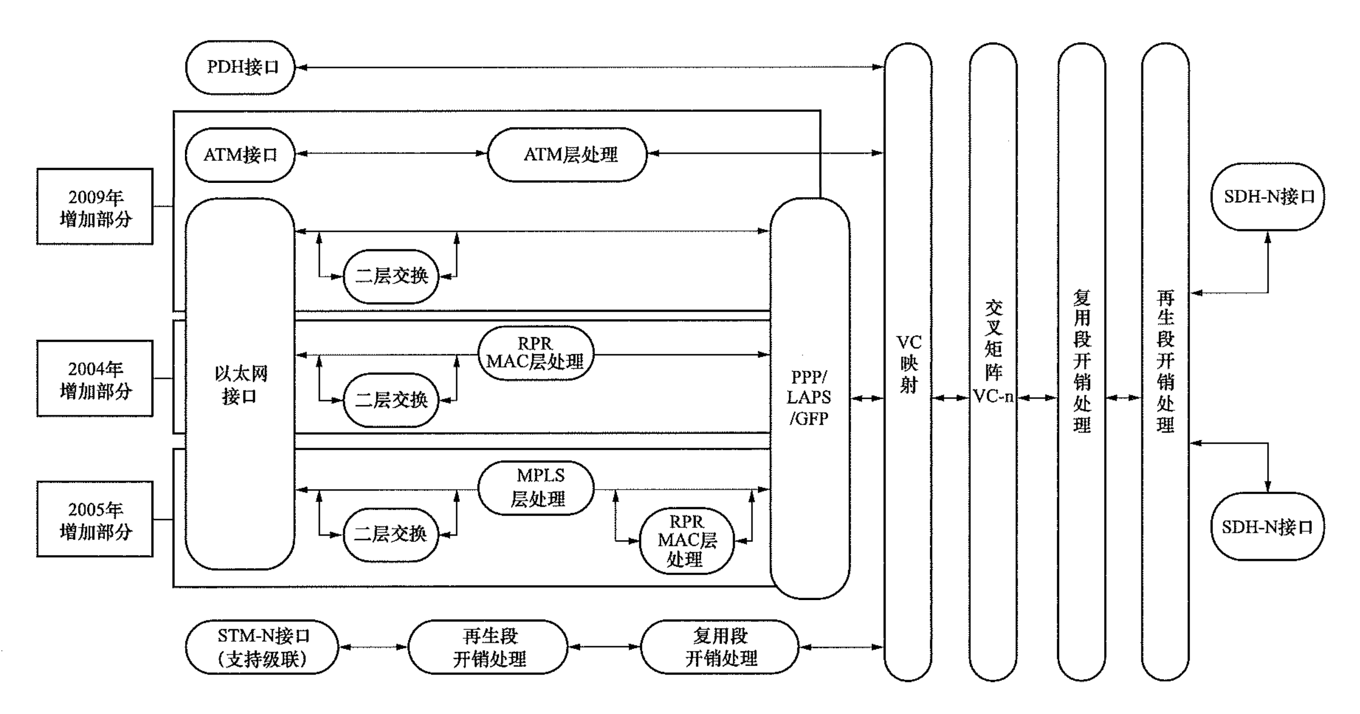



图 21-5　基于 SDH 的多业务传送节点基本功能模型图

SDH 技术具有四项优点：

（1）统一的比特率。SDH 实现了统一的比特率和光接口标准，不同厂家设备间可以互通。

（2）极强的网管能力。在 SDH 帧结构中规定了丰富的网管字节，可提供满足各种要求的网管能力。

（3）自愈保护环。SDH 设备可组成带有自愈保护能力的环网形式，可有效避免传输链路中断，通信业务全部终止的情况。

（4）字节复接技术。SDH 通过字节复接技术可以将高速信号一次直接分插出低速支路信号。

2. WDM 技术

WDM 技术是将携带不同信息的多个光载波复用到一根光纤中进行传输，提高了传输容量。WDM 系统按照工作波长的波段不同可以分为两类：一类是在整个长波段内信道间隔较大的复用，称为粗波分复用；另一类是在 1550nm 波段的密集波分复用（dense wavelength division multiplexing，DWDM）,它是在同一窗口中信道间隔较小的波分复用，可以同时采用 8、16 或更多个波长复用在一对光纤上（也可采用单纤）构成光纤通信系统，其中每个波长之间的间隔为 1.6、0.8nm 或更低，对应的带宽为 200、100GHz 或更窄。

目前，DWDM 采用的信道波长是等间隔的，即 $k\times0.8$nm（$k$ 为正整数）。

WDM 系统的基本构成主要有双纤单向传输和单纤双向传输两种形式，较普遍使用的形式为双纤单向传输。双纤单向 WDM 传输系统构成示意图如图 21-6 所示。

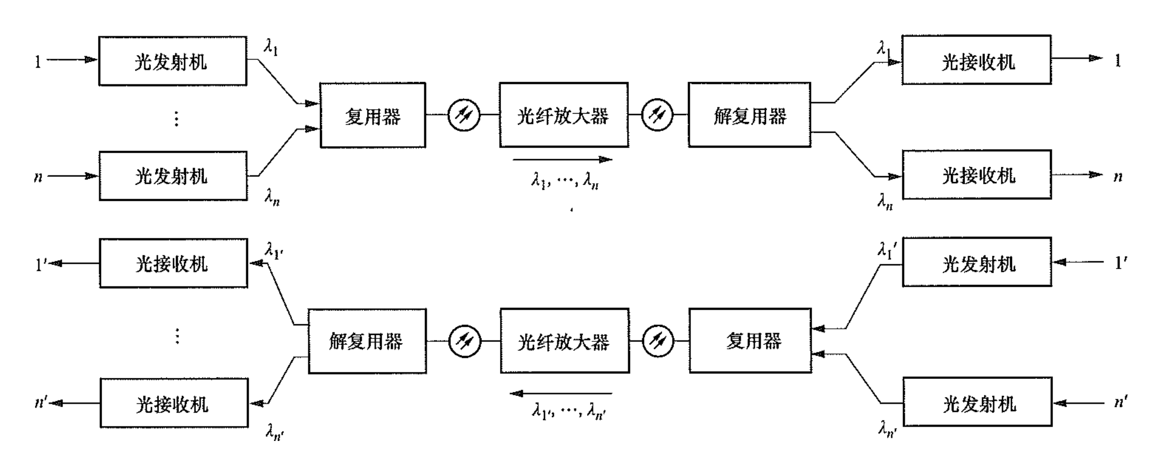



图 21-6　双纤单向 WDM 传输系统构成示意图

WDM 技术的特点和优势如下：

（1）充分利用了光纤的巨大带宽资源（低损耗波段），使一根光纤的传输容量比单波长传输增加几十倍至几百倍，从而增加了光纤的传输容量。

（2）使用的各波长相互独立，因而可以传输特性完全不同的信号，完成各种业务信号（包括数字信号和模拟信号、PDH 信号和 SDH 信号）的综合和分离，实现多媒体信号（如音频、视频、数据、文字、图像等）的混合传输。

（3）可以实现单根光纤的双向传输，以节省大量的线路投资。

（4）可以有多种应用形式，如长途干线的传输网络、广播式分配网络、局域网等。

（5）使 $n$ 个波长复用起来在单根光纤中传输，在大容量、长距离传输时可以节省大量光纤；对已经建成的光纤通信系统可以很容易地进行扩容升级，节约线路投资。

（6）随着传输速率的不断提高，许多光电器件的响应速度已明显不足，使用 WDM 技术可以降低对一些器件在性能上的极高要求，同时又可实现大容量传输。

（7）WDM 的信道对数据格式是透明的，即与信号的速率和电调制方式无关，在网络扩充和发展中是理想的扩容手段，也是引入宽带新业务的方便手段。

（8）利用 WDM 技术可以实现高度的组网灵活性、经济性和可靠性。

3. OTN 技术

OTN 是以 WDM 技术为基础、结合 SDH 管理功能、提供通信协议的透明传送、提供端到端的连接和组网能力的传送网，OTN 传输系统构成示意如图 21-7 所示。

OTN 涵盖了光层和电层两层网络，其技术继承了 SDH 和 WDM 的双重优势，关键技术特征体现为：

（1）多种客户信号封装和透明传输。基于 ITU-T G.709 的 OTN 帧结构可以支持多种客户信号的映射和透明传输，如 SDH、ATM、以太网等。OTN 定义的光通路净荷单元（optical channel payload unit-k，OPUk）容器传输客户信号时，一般不更改净荷和开销信息，异步映射模式保证了客户信号定时信息的“透明”。

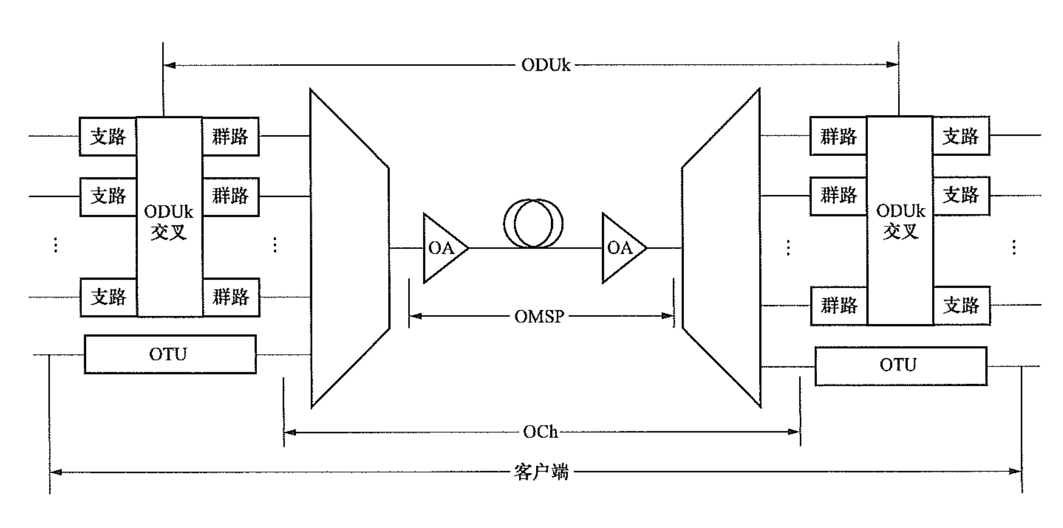



图 21-7　OTN 传输系统构成示意图

（2）大颗粒的带宽复用、交叉和配置。OTN 定义的电层带宽颗粒为光通路数据单元 $k$（optical channel data unit-$k$，ODU$k$，$k$=0，1，2，3，4），即 ODU0（1.25Gbit/s）、ODU1（2.5Gbit/s）、ODU2（10Gbit/s）、ODU2e（10.39Gbit/s）、ODU3（40Gbit/s）和 ODU4（104.79Gbit/s）等颗粒，光层的带宽颗粒为波长，相对于 SDH 的 VC-12/VC-4 的调度颗粒，OTN 复用、交叉和配置的颗粒明显要大很多，能够显著提升高带宽数据客户业务的适配能力和传送效率。

（3）强大的开销和维护管理能力。OTN 提供了和 SDH 类似的开销管理能力，OTN 光通路（OCh）层的 OTN 帧结构大大增强了该层的数字监视能力，电层的段监测（section monitoring，SM）字节、通道检测（path monitoring，PM）字节等分别对电再生段和端到端的波长通道进行性能和故障监测。同时 OTN 还提供六层嵌套的串联连接监测（tandem connection monitoring，TCM）能力，使 OTN 组网时，对于多设备商、多子网环境，可以实现分级和分段管理。

（4）增强的光层和电层组网及保护能力。OTN 将提供更为灵活的基于光层和电层的业务保护功能，多维度可重构光分插复用器（reconfigurable optical add-drop multiplexer，ROADM）的引入，大大增强了光传送网的组网能力，另外，OTN 提供基于 ODU$k$ 层的光子网连接保护（sub-network connection protection，SNCP）和共享环网保护、基于光层的光通道或复用段保护等。

4. PTN 技术

PTN 技术支持基于分组交换业务的双向点对点连接通道，具有适合各种粗细颗粒业务、端到端的组网能力，可提供更加适合于 IP 业务特性的“柔性”传输管道。其主要优势有：点对点连接通道的保护切换可以在 50ms 内完成，可以实现传输级别的业务保护和恢复；继承了 SDH 技术的操作、管理和维护（operation administration and maintenance，OAM）机制，具有点对点连接的完整 OAM，保证网络具备保护切换、错误检测和通道监控能力；完成了与 IP/多协议标签交换（multi-protocol label switching，MPLS）多种方式的互联互通，无缝承载核心 IP 业务；网管系统可以控制连接信道的建立和设置，实现业务服务质量（quality of service，QoS）的区分和保证，灵活提供服务等级协议（service-level agreement，SLA）等优点。

5. PON 技术

PON 是指光配线网络（optical distribution network，ODN）中不含任何电子器件及电子电源，ODN 全部由光分路器等无源器件组成，不需要昂贵的有源电子设备。一个无源光网络包括一个安装于中心站的光线路终端（optical line terminal，OLT），以及一批配套的安装于用户场所的光网络单元（optical network unit，ONUs）。在 OLT 与 ONU 之间的光配线网包含了光纤以及无源分光器或耦合器。

PON 系统主要由中心站的 OLT、包含无源光器件的 ODN、用户端的 ONU 组成，以及网元管理系统（element management system，EMS）组成，通常采用点到多点的树形拓扑结构。

PON 网络的突出优点是消除了户外的有源设备，所有的信号处理功能均在交换机和用户宅内设备完成，且这种接入方式的前期投资小，大部分资金要推迟到用户真正接入时才投入。它的传输距离比有源光纤接入系统的短，覆盖的范围较小，但它造价低，无须另设机房，维护容易。

（四）电力特种光缆类型及构成

电力系统所使用的光缆主要包括电力输电线路上使用的光纤复合架空地线（optical fiber composite overhead ground wire，OPGW）、全介质自承式光缆（all dielectric self-supporting optical fiber cable，ADSS）、光纤复合相线（optical phase conductor，OPPC）等电力特种光缆和沟（管）道或直埋用的普通光缆等型式。

1. OPGW 光缆

OPGW 光缆是将通信光缆和高压输电地线复合成一个整体，将光缆技术和输电线技术相融合，成为多功能的地线，既是避雷线，又是光缆，在完成高压输电线路施工的同时，也完成了通信线路的建设，非常适用于新建的输电线路。OPGW 光缆主要由含光纤的缆芯（光单元）和绞合的金属线材（一般为铝包钢线和铝合金线）组成，其中光纤提供光信号传输通道，钢结构部分主要承受机械荷载，铝结构部分主要承载短路电流，OPGW 光缆结构示意如图 21-8 所示。

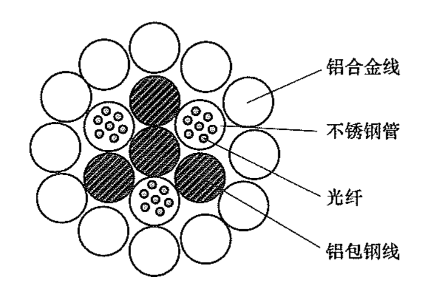



图 21-8　OPGW 光缆结构示意图

2. ADSS 光缆

ADSS 为非金属光缆，利用电力系统输电塔杆自承悬挂于电力铁塔上电场强度较小的位置。它适用

于已建输电线路，因其可带电架设不影响输电线路的正常运行，与电力线路互相独立，不影响输电线路和光缆的正常维修，与高压输电线路同杆架设减少了光缆的人为损坏，具有较强的抗冲击性和防弹功能。但是，ADSS 光缆长期运行于具有一定电场强度的场合，存在电腐蚀问题，因此，ADSS 一般适用于 220kV 以下电压等级的输电线路。ADSS 光缆由耐电痕外护套、芳纶纤维加强层、填充纤膏以及光纤构成，其结构示意如图 21-9 所示。

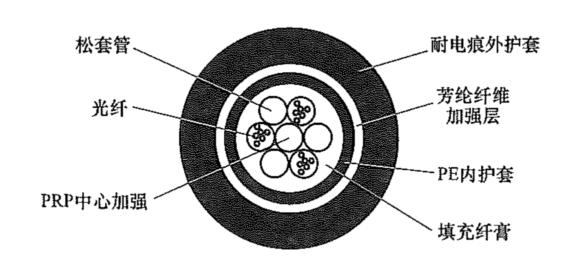



图 21-9　ADSS 光缆结构示意图

3. OPPC 光缆

OPPC 光缆通过将光纤单元嵌入到三相电路的相线中，同时满足光纤通信和电力线路相线的要求。OPPC 光缆通过将光纤与电力相线融合，有效节约了大量的线路投资，且成功解决了旧有光缆中潜在的雷击、盗窃、断纤等问题。OPPC 光缆主要用于 110kV 以下电压等级的城郊配电网、农村电网。在中低压电网中，尤其是 35kV 及以下的配电线路中，不架设地线线路，更适合采用 OPPC 光缆。但是，OPPC 光电不分离，存在光纤耐热和接续绝缘问题，抢修较为困难。

沟（管）道或直埋用的普通光缆主要用于市区和进入站端通信机房的光缆引入。

## 二、设计依据及原则

### （一）设计依据

光纤通信设计依据包括（不限于）以下三个方面：

（1）项目所在地通信网规划报告、项目单位建设的有关要求和指导意见等。

（2）相关通信网现状、电力系统一次接线、前期方案及评审意见、在建通信网状况等。

（3）有关通信系统的国际、国家或部颁标准、规程、规定等。

### （二）设计原则

工程设计必须贯彻国家基本建设方针政策，做到技术先进，经济合理，实用可靠。

工程设计必须贯彻通信网“完整性、统一性、先进性”和“经济、高效、安全”的基本原则，必须执行我国现行相关通信行业和电力行业技术标准。

工程设计应合理利用已有资源，优化网络结构，合理设置节点，细化设备配置，在保证传输容量和采取必要保护的前提下，节约网络建设投资。

工程设计应与通信发展规划相结合。建设方案、技术方案、设备选型应以近、远期发展规划为依据，以近期需要为主，兼顾远期发展和扩容升级的可能。发展规划应强调整个网络规划的总体性效益。

## 三、带宽需求预测

### （一）带宽需求测算方法

根据各级变电站、各类办公场所的业务情况，考虑链路数量、可靠性要求及并发比例（同时在用的比例）进行带宽（流量）需求测算，其中：链路数量为实际业务需要的链路数量或使用人员数量，可靠性要求表示该业务是否有主、备用链路要求，如有备用链路要求，可靠性要求系数取 2；对于实时性要求高的业务，并发比例均取 100%。带宽（流量）需求测算如下式

$$B=\Sigma(B_n \cdot N \cdot R \cdot C) \tag{21-1}$$

式中　$B$——站点业务流量，Mbit/s；

$B_n$——每类业务净流量，Mbit/s；

$N$——链路数量；

$R$——可靠性系数；

$C$——并发比例。

工程中可根据实际情况，对业务净流量、链路数量、可靠性、并发比例进行适当调整计算。

### （二）电力系统主要站点带宽需求预测

按照通信网层级结构，可将业务流量断面分为国家级电网公司总部—网省公司、网省公司—地市公司、地市公司—县公司三类。对于通信网络中的某一站点来说，除承载该站点自身的业务流量外，还要承载经过该站点的其他变电站或办公场所的业务流量（穿通流量），因此，在计算出每类业务断面总的流量后，根据网络拓扑结构、业务汇聚、通信网站点相互关系情况，对全网流量进行拆解后可以确定通信网中每个站点的实际带宽（流量）需求。

根据电力设计院规划设计报告及相关经验，参考行标、企标及相关规定，电力系统主要类别站点带宽需求预测典型值见表 21-1～表 21-7。在工程设计中进行带宽预测时，需根据实际的业务开展情况、链路可靠性要求、网络拓扑结构、站点类型和链路数量进行调整。

表 21-1 直调电厂（省调及以上调度）带宽需求预测典型值

| 序号 | 业务流量组成 | 基础业务流量（Mbit/s） | 链路数量 | 可靠性要求 | 并发比例（%） | 小计（Mbit/s） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 调度电话 | 2 | 2 | 2 | 100 | 8 |
| 2 | 调度自动化（调度数据网 1） | 8 | 2 | 1 | 100 | 16 |
| 3 | 调度自动化（调度数据网 2） | 8 | 2 | 1 | 100 | 16 |
| 4 | 继电保护 | 4 | 4 | 2 | 100 | 32 |
| 5 | 行政交换 | 2 | 1 | 2 | 100 | 4 |
| 6 | 业务净流量总计 | | | | | 60 |

表 21-2 直调电厂（地调调度）带宽需求预测典型值

| 序号 | 业务流量组成 | 基础业务流量（Mbit/s） | 链路数量 | 可靠性要求 | 并发比例（%） | 小计（Mbit/s） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 调度电话 | 2 | 2 | 1 | 100 | 4 |
| 2 | 调度自动化（调度数据网） | 4 | 2 | 1 | 100 | 8 |
| 3 | 继电保护 | 2 | 4 | 1 | 100 | 8 |
| 4 | 行政交换 | 2 | 1 | 2 | 100 | 4 |
| 5 | 业务净流量总计 | | | | | 24 |

表 21-3 220kV 及以上变电站带宽需求预测典型值

| 序号 | 业务流量组成 | 基础业务流量（Mbit/s） | 链路数量 | 可靠性要求 | 并发比例（%） | 小计（Mbit/s） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 调度电话 | 2 | 1 | 2 | 100 | 4 |
| 2 | 调度数据网（接入网 1） | 16 | 2 | 1 | 100 | 32 |
| 3 | 调度数据网（接入网 2） | 16 | 2 | 1 | 100 | 32 |
| 4 | 行政电话 | 2 | 1 | 2 | 100 | 4 |
| 5 | 变电站视频监控 | 100 | 1 | 1 | 20 | 20 |
| 6 | 变电站设备监控 | 1 | 1 | 1 | 100 | 1 |
| 7 | 雷电监测 | 2 | 1 | 1 | 10 | 0.2 |
| 8 | 输电线路监控 | 3 | 5 | 1 | 20 | 3 |
| 9 | 生产管理系统 | 0.5 | 1 | 1 | 33 | 0.165 |
| 10 | 生产辅助系统 | 0.5 | 1 | 1 | 33 | 0.165 |
| 11 | 办公自动化系统 | 0.5 | 1 | 1 | 33 | 0.165 |
| 12 | 地理信息系统 | 2.3 | 1 | 1 | 100 | 2.3 |
| 13 | 机器人巡检 | 25 | 1 | 1 | 100 | 25 |
| 14 | 集控型防误装置 | 2 | 1 | 1 | 100 | 2 |
| 15 | 业务净流量小计（不含调度数据网） | | | | | 62 |
| 16 | 业务净流量总计 | | | | | 126 |
| 17 | 继电保护 | 8 | 8 | 2 | 100 | 128 |
| 18 | 业务净流量总计（含继电保护） | | | | | 254 |

表 21-4　　110kV 及以下变电站带宽需求预测典型值

| 序号 | 业务流量组成 | 基础业务流量（Mbit/s） | 链路数量 | 可靠性要求 | 并发比例（%） | 小计（Mbit/s） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 调度电话 | 2 | 1 | 2 | 100 | 4 |
| 2 | 调度数据网 | 8 | 2 | 1 | 100 | 16 |
| 3 | 行政电话 | 2 | 1 | 2 | 100 | 4 |
| 4 | 变电站视频监控 | 32 | 1 | 1 | 25 | 8 |
| 5 | 变电站设备监控 | 1 | 1 | 1 | 100 | 1 |
| 6 | 雷电监测 | 2 | 1 | 1 | 10 | 0.2 |
| 7 | 输电线路监控 | 3 | 1 | 1 | 20 | 0.6 |
| 8 | 生产管理系统 | 0.5 | 1 | 1 | 33 | 0.165 |
| 9 | 生产辅助系统 | 0.5 | 1 | 1 | 33 | 0.165 |
| 10 | 办公自动化系统 | 0.5 | 1 | 1 | 33 | 0.165 |
| 11 | 地理信息系统 | 2.3 | 1 | 1 | 100 | 2.3 |
| 12 | 机器人巡检 | 10 | 1 | 1 | 100 | 10 |
| 13 | 集控型防误装置 | 2 | 1 | 1 | 100 | 2 |
| 14 | 业务净流量小计（不含调度数据网） | | | | | 33 |
| 15 | 业务净流量总计 | | | | | 49 |

表 21-5　　20/10kV 站点带宽需求预测典型值

| 序号 | 类别 | 遥信数量 | 遥测数量 | 遥控数量 | 电度量 | 总字节数量（byte/s） | 实际字节（byte/s） | 流量小计（kbit/s） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 开关站 | 76 | 40 | 15 | 28 | 92.2 | 93 | 46.5 |
| 2 | 环网柜 | 23 | 16 | 9 | 4 | 32.0 | 32 | 64.0 |
| 3 | 箱式变电站 | 15 | 14 | 6 | 2 | 22.6 | 23 | 172.5 |
| 4 | 柱上开关 | 13 | 11 | 2 | 0 | 11.2 | 12 | 45.0 |
| 5 | 柱上变压器 | 4 | 13 | 0 | 3 | 12.8 | 13 | 162.5 |
| 6 | 业务净流量总计 | | | | | | | 491 |
| 7 | 考虑协议后的业务流量总计：0.8Mbit/s | | | | | | | |

表 21-6　　省调调度机构出口带宽需求预测典型值（12 地市、100 调度点）

| 序号 | 流量组成 | 业务流量组成 | 业务流量（Mbit/s） | 链路数量 | 可靠性要求 | 并发比例（%） | 小计（Mbit/s） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 生产业务 | 调度数据网（一平面） | 310 | 24 | 1 | 100 | 7440 |
| 2 | | 调度数据网（二平面） | 1000 | 24 | 1 | 100 | 24000 |
| 3 | | 220kV 及以上变电站 | 126 | 100 | 1 | 100 | 12600 |
| 4 | | 直调变电站间继电保护业务 | 4 | 70 | 2 | 100 | 560 |
| 5 | | 直调电厂 | 8 | 60 | 2 | 100 | 960 |
| 6 | | 调度视频会商 | 8 | 12 | 1 | 100 | 96 |
| 7 | | 主、备调数据同步 | 155 | 1 | 1 | 100 | 155 |
| 8 | | 业务净流量小计 | | | | | 45811 |
| 9 | 管理信息业务 | 省公司本部 | 1835 | 1 | 1 | 100 | 1835 |

续表

| 序号 | 流量组成 | 业务流量组成 | 业务流量（Mbit/s） | 链路数量 | 可靠性要求 | 并发比例（%） | 小计（Mbit/s） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10 | 管理信息业务（汇聚） | 地市公司（本部）—省公司 | 1053 | 12 | 1 | 100 | 12636 |
| 11 | | 地市公司（汇聚）—省公司 | 684 | 12 | 1 | 100 | 8208 |
| 12 | | 地市公司—省公司第二业务汇聚点 | 276 | 12 | 1 | 100 | 3308 |
| 13 | | 省直属单位本部—省公司（生产职能） | 270 | 3 | 1 | 100 | 810 |
| 14 | | 省直属单位本部—省公司（非生产职能） | 122 | 7 | 1 | 100 | 854 |
| 15 | | 业务净流量小计 | | | | | 25816 |
| 16 | 业务净流量总计 | | | | | | 73462 |

表 21-7　地调调度机构出口带宽需求预测典型值（60 调度点）

| 序号 | 流量组成 | 业务流量组成 | 业务流量（Mbit/s） | 链路数量 | 可靠性要求 | 并发比例（%） | 小计（Mbit/s） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 生产业务 | 调度数据网（接入网 1） | 155 | 12 | 1 | 100 | 1860 |
| 2 | | 调度数据网（接入网 2） | 155 | 12 | 1 | 100 | 1860 |
| 3 | | 地调直调变电站 | 49 | 60 | 1 | 100 | 2940 |
| 4 | | 地调直调电厂 | 4 | 15 | 2 | 100 | 120 |
| 5 | | 县公司—地市公司 | 819 | 6 | 1 | 100 | 4914 |
| 6 | | 配电自动化 | 4 | 38 | 1 | 100 | 152 |
| 7 | | 业务净流量小计 | | | | | 11846 |
| 8 | 管理信息业务 | 地市公司本部 | 1052.83 | 1 | 1 | 100 | 1053 |
| 9 | 管理信息业务（汇聚） | 供电所 | 23.02 | 10 | 1 | 100 | 230 |
| 10 | | 营业厅 | 11.95 | 5 | 1 | 100 | 60 |
| 11 | | 用电信息采集 | 4 | 38 | 1 | 100 | 152 |
| 12 | | 地市公司直属单位 | 64.89 | 5 | 1 | 100 | 324 |
| 13 | | 县公司（本部）—地市公司 | 434.63 | 6 | 1 | 100 | 2608 |
| 14 | | 县公司（汇聚）—地市公司 | 349.97 | 6 | 1 | 100 | 2100 |
| 15 | | 业务净流量小计 | | | | | 5474 |
| 16 | 业务净流量总计 | | | | | | 18373 |

（三）带宽需求统计

电力系统通信业务流向模型为汇聚型，即各电厂、变电站向地市公司汇聚，各地市公司向网省公司汇聚，各网省公司向国家级电网公司总部汇聚，电力通信业务流向示意如图 21-10 所示。

传输网建设时，应根据传输网层级、网络结构及业务流向，对不同的断面进行带宽需求统计。

## 四、光纤通信主要技术比较及选择

（一）主要技术比较

光纤通信技术在传输容量、业务支持能力、组网能力、管理维护能力以及应用场景等各方面均有不同，具体比较见表 21-8。

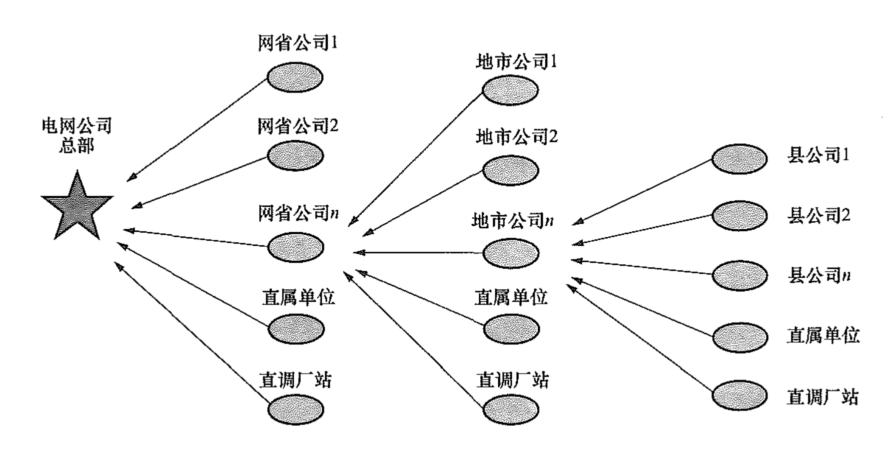



图 21-10　电力通信业务流向示意图

表 21-8　　光纤通信主要技术比较表

| 项目 | SDH/MSTP | WDM | OTN | PTN | PON |
|---|---|---|---|---|---|
| 传输容量（bit/s） | 2.5G、10G、100G | 40×10G | 40/80×10G/100G | GE、10GE | 10G |
| 多业务支持能力 | 时分复用业务为主，数据业务为辅 | GE 以上大颗粒业务 | GE 以上大颗粒业务 | 内核 IP 化，面向分组业务 | IP 业务为主，可选配置 POTS 和 2M 接口 |
| 业务调度能力 | 支持 2M 和 STM-N 级别的业务调度 | 仅提供波长级别的调度 | 可提供波长和子波长多颗粒调度 | IP 柔性传输 | IP 柔性传输 |
| 组网能力 | 可实现环网、环带链、网格网等复杂组网 | 点到点的组网 | 可实现环网、环带链、网格网等复杂组网 | 环网、链路组网 | 点到多点的扇形网络结构 |
| 安全保护能力 | 环网保护、1+1/1:1 线性保护 | 具备光层的线路级 OLP、波长级 OTU1+1 | 支持 WDM 的保护、子波长 E-SNCP、E-MSP 数字化保护和网格网的智能保护和恢复 | 1+1/1:1 路径性保护、环网保护、双归保护 | 光纤保护倒换 |
| 管理维护能力 | 完善的 OAM 开销，维护简单、可控 | 开销少，缺乏对业务的管理、维护手段 | 丰富的光层、电层开销，嵌入式的网络管理 | SDH-LINK 的管理方式 | 丰富的 OAM 开销，强大的网络管理能力 |
| 应用场景 | 以时分复用业务为主的传输核心层，当前的主流建网模式 | 主要承载 SDH 系统，已经逐渐被替代 | 主要应用于大颗粒传送的核心层面，当前主流的建网模式 | 主要定位于城域传输网的接入汇聚层 | 主要应用于配电通信网 |

（二）技术选择

1. 省际及省级骨干传输网

SDH 技术已在电力通信网中得到广泛应用，它所具有的基于虚容器（virtual container，VC）粒度的带宽调度机制，非常适合小颗粒时分复用（time division multiplexing，TDM）语音业务和生产控制类业务的承载，运行维护人员对 SDH 设备操作较为熟练，SDH 还将在电力通信系统中发挥重要作用。但是，对于大容量的数据类业务，SDH 技术在带宽容器、适配和承载效率等方面明显不足。

WDM 技术采用多个光波道复用的方式，传输容量大。但是，WDM 组网能力差、网络管理和监视能力薄弱，采用单纯的 WDM 技术构建大容量传输网络，虽然能够提供充足的传输容量，但无法提供灵活的业务传送与调度，无法实现网络的高可靠性和维护性，存在一定的功能缺陷。

OTN 技术以 WDM 技术为基础，包括光层和电层的完整体系结构及业务调度能力，各层都有相应的管理监控机制，可以提供完善的保护功能和维护管理功能，较好地克服了单纯 WDM 技术组网缺陷。

综上所述，从目前的技术水平来看，以 OTN 和 SDH 两种技术构成省际和省级光传输网双平面，OTN 平面传送管理信息类业务为主，SDH 平面传送生产控制类业务为主，是一种较好的选择。

2. 地市骨干传输网

目前，电力系统业务对地市骨干传输网的带宽需

求量不是很大，采用SDH技术基本上可以满足相关的业务传送。未来，随着网络规模的扩大和业务应用的增长，带宽需求进一步提高时，可考虑建设OTN网络。

此外，地市传输网中实时性业务较少、数据业务较多的站点之间，可考虑采用PTN方式组网，以提高数据业务承载的灵活性。

3. 终端通信接入网

终端通信接入网分为10kV通信接入网和0.4kV通信接入网两部分。

10kV通信接入网主要承载配电自动化、电能质量检测、配电运行监控、配电变压器检测、分布式电源控制等业务，并作为0.4kV通信接入网的上联通道。0.4kV通信接入网主要承载用电信息采集、电力需求侧管理、负荷控制、电能采集管理和充电桩管理等业务。

实现配电自动化“三遥”的终端及分布式电源点宜采用以PON、工业以太网技术组网的光纤通信方式，在光缆无法敷设的区段可选用电力线载波、无线专网等通信方式。其他终端和站点，可采用无线公网、低压载波、RS-485、微功率无线等技术，不同地区应根据实际情况选择。

## 五、光缆网络设计及光纤选用

### （一）光缆网络设计

1. 光缆选型

综合考虑电力特种光缆和普通光缆的特性及其优缺点，光缆选型建议如下：

（1）35kV及以上新建线路优先采用OPGW光缆；

（2）110kV及以上现有线路架设光缆时优先采用地线更换OPGW光缆；

（3）66kV及以下现有线路架设光缆时优先采用ADSS光缆；

（4）站端引入优先采用ADSS光缆；

（5）市区沟（管）道或直埋可采用ADSS或普通光缆。

2. 光缆路由选择

光缆路由的可靠性对OTN或SDH传输网络的可靠性具有直接的决定性作用，因此，在建设OTN和SDH传输系统时，应优先采用可靠性较高的光缆路由，建议按如下顺序选择：

（1）电压等级高的OPGW；

（2）优先选用OPGW，其次为ADSS和普缆；

（3）应选择活动连接器数量少的光缆路由；

（4）在资源允许的情况下，应选用有备纤的光缆；

（5）特殊地区宜选择具有抗冰灾、抗风能力的光缆。

3. 光缆建设原则

（1）骨干通信网环网节点光缆芯数以48芯为主，支线、终端节点光缆芯数以24芯为主。

（2）一次线路同塔多回路光缆区段、多级通信网共用光缆区段以及入城光缆、过江大跨越光缆等应适度增加光缆芯数裕量。

（3）过江大跨越等光缆敷设实施困难区段可建设双光缆。

（4）对于短距离的光缆线路，纤芯的数量在通信需求的基础上，还应考虑线路保护专用纤芯的需求。

（5）各级调度机构和通信枢纽站光缆应具备至少2个路由，且不能同沟道共竖井。省级及以上调度机构（含备调）所在地的入城光缆应不少于3个独立路由。

（6）有光纤纵联差动保护业务的线路，应具备直达光缆路由。

（7）保护室与通信室之间信号优先采用光缆传输。

（8）集控中心（站）、重要变电站、直调发电厂、重要风电场和通信枢纽站的通信光缆或电缆应采用不同路由的电缆沟（竖井）进入通信机房和主控室；避免与一次动力电缆同沟（架）布放，完善防火阻燃和阻火分隔等各项安全措施，绑扎醒目的识别标志；如不具备条件，应采取电缆沟（竖井）内部分隔离等措施进行有效隔离。新建通信站应在设计时与全站电缆沟、架统一规划，满足上述要求。

### （二）光纤类型及选用

1. 光纤类型

传输光纤主要分为多模光纤和单模光纤两类。多模光纤主要有62.5/125μm和50/125μm两种，单模光纤主要有ITU-T G.652、G.653、G.654、G.655、G.656五种。不同种类的光纤具有不同的光学特性，可以方便地应用在不同场合，光纤特性对通信影响较大的因素主要包括衰减、色度色散和偏振模色散（polarization mode dispersion，PMD）等指标。

2. 光纤选用

多模光纤是指可以传输多个光传导模的光纤。多模光纤主要有62.5/125μm和50/125μm两种，最早广泛应用的是62.5/125μm多模光纤，随着光纤制造技术、光器件以及带宽需求的发展，50/125μm多模光纤应运而生并被广泛使用。多模光纤芯径较大，色散大，衰减高，传输距离短，但其易于连接，相关器件便宜，操作简单可靠，因此主要应用在接入网和局域网等短距离场合。

单模光纤是指只传输一个光传导模（基模）的光纤，其主要优点是衰减较小，传输距离长，传输容量大，在长途骨干网、城域网、接入网等场合均有广泛应用。

ITU-T G.653为零色散位移单模光纤，仅在日本等国有少量应用，不属于主流应用产品。

ITU-T G.654是衰耗最小的光纤，主要应用于海

底电缆。

ITU-T G.655 光纤 1530～1560nm 波长区色散通常为 1～6ps/（nm・km)，因色散系数小，勿需采取色散补偿措施或进行少量色散补偿。2000 年，由于 DWDM 系统的高速率、多通道的应用，考虑到色散补偿的因素，全球大范围使用了 G.655 光纤。随着后期设备厂家的技术改进，补偿技术走向成熟、补偿成本大幅度降低，G.655 光纤非线性效应比 G.652 光纤大得多，且其价格一直高于 G.652 光纤的价格（高约 50%～100%)，采用 G.655 光纤开通相同的系统已没有综合成本优势，因而 G.652 型光纤又占据主流。

ITU-T G.656 光纤色散大、对熔接较敏感、非线性效应较差，目前尚没有设备厂家有针对性地开发相应设备，因此，该光纤基本没有应用。

目前，主流应用的光纤为 ITU-T G.652 光纤。G.652 光纤（非色散位移单模光纤）细分为 G.652 A/B/C/D 四种，G.652 C/D 在衰减特性上比 G.652 A/B 规定的更加详细和严格，G.652 B 型光纤的衰减和 PMD 两项指标均比 G.652 A 型光纤小，G.652 D 型光纤的 PMD 指标和水峰衰减值均比 G.652C 型光纤小。G.652 光纤技术特性详见表 21-9。

综上所述，电力系统远距离传输光缆应采用符合 ITU-T 标准的 G.652 型光纤，优选 G.652D 型光纤。

## 六、SDH 光传输系统设计

### （一）传输模型和结构

1. 传输模型

（1）假设参考数字通道（hypothetical reference path，HRP）。根据 ITU-T G.801 建议，假设参考数字通道最长为 27500km，HRP 结构示意如图 21-11 所示。目前，国内最长假设参考数字通道全长为 6900km，国内两个长途传输节点间最长为 6500km，其 HRP 结构示意如图 21-12 所示。

（2）假设参考数字段（hypothetical reference digital section，HRDS）。假设参考数字段是具有一定长度和性能规范的数字段，用作指标分配的参考模型，如图 21-13 所示。对于 SDH 数字段，HRDS 分别为 420、280km 及 50km，其中 420、280km HRDS 应用于干线传输工程，50km HRDS 应用于同一城市内长途局间中继传输工程。

**表 21-9　G.652 光纤技术特性表**

| 特性 | 参数 | 数值 | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 光纤类型 | | G.652A | G.652B | G.652C | G.652D |
| 模场直径 | 范围 | 8.6～9.5μm | 8.6～9.5μm | 8.6～9.5μm | 8.6～9.5μm |
| 包层直径 | 标称 | 125.0μm | 125.0μm | 125.0μm | 125.0μm |
| 色散 | 零色散波长最小值 $\lambda_{0min}$ | 1300nm | 1300nm | 1300nm | 1300nm |
| | 零色散波长最大值 $\lambda_{0max}$ | 1324nm | 1324nm | 1324nm | 1324nm |
| | 最大零色散点斜率 $S_{0max}$ | 0.093ps/（nm²・km） | 0.093ps/（nm²・km） | 0.093ps/（nm²・km） | 0.093ps/（nm²・km） |
| 衰减 | 1310nm | 0.5dB/km | 0.4dB/km | — | — |
| | 1550nm | 0.4dB/km | 0.35dB/km | 0.3dB/km | 0.3dB/km |
| | 1625nm | — | 0.4dB/km | — | — |
| PMD 系数 | 光纤段数 M | 20 | 20 | 20 | 20 |
| | 概率 Q | 0.01% | 0.01% | 0.01% | 0.01% |
| | 最大 $PMD_0$ | 0.5ps/km | 0.2ps/km | 0.5ps/km | 0.2ps/km |

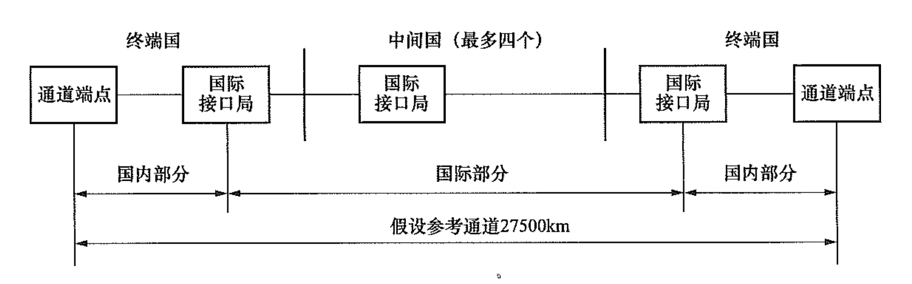



图 21-11　全程端到端 27500km HRP 结构示意图

图 21-12　我国目前最长 HRP 结构示意图

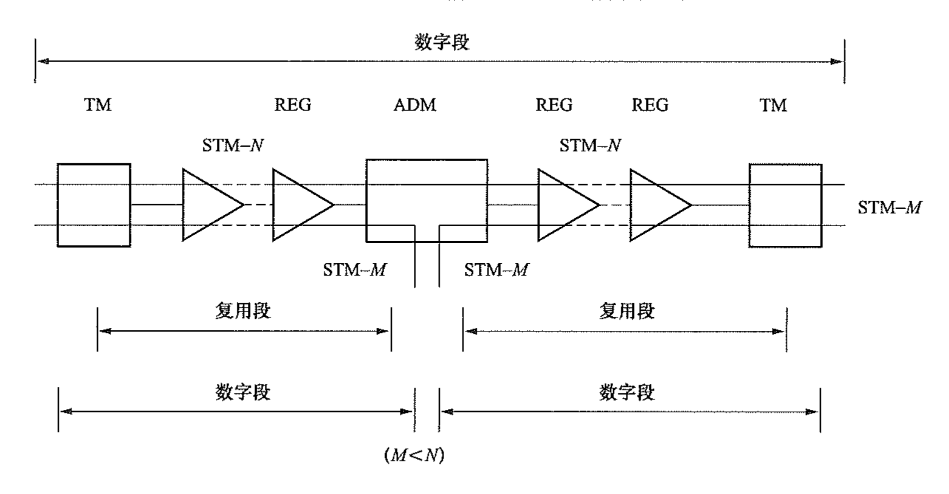



图 21-13　SDH 数字段和复用段

（3）数字通道。由一个或多个数字段组成的某一固定速率（如 2Mbit/s）接口间的链路，定义为数字通道。

（4）网络站点类型。SDH 网络站点分为终端站、分插复用站、再生站和光放站。电力系统 SDH 网络站点基本为上、下业务站点，而且为远期扩容预留空间，因此一般设置为分插复用站。

2. 系统速率及复用结构

（1）系统速率和标称容量应符合表 21-10 的规定。最大通道容量是按 1 个 STM-1 含 63 个 2Mbit/s 等效话路来计算的。

**表 21-10　系统速率和标称容量规定**

| SDH 等级 | 比特率（kbit/s） | 最大通道容量（等效话路） |
|---|---|---|
| STM-1 | 155520 | 1890 |
| STM-4 | 622080 | 7560 |
| STM-16 | 2488320 | 30240 |
| STM-64 | 9953280 | 120960 |

（2）SDH 基本复用结构符合相关规程规定，一次群信号（即 2048kbit/s）采用异步映射方式映射进 STM-*N*（*N*=1、4、16、64）。

（二）网络设计

1. 系统容量

SDH 传输系统的容量确定，考虑如下三个因素：

（1）业务预测。根据传输系统覆盖范围及组网结构，对涉及的各种类型的站点出口带宽进行预测，并按照业务流向进行逐级汇总，最终确定传输系统各个区段的传输容量。

（2）原有通信网的利用。根据业务预测和组网结构确定系统总容量后，新建传输系统容量应是考虑原有通信网利用后的剩余容量。

（3）网络冗余要求。SDH 传输系统往往采用多种保护和恢复机制，以提高网络生存性。因此，网络需预留出冗余带宽用于系统保护和恢复。确定的系统容量需满足网络冗余要求。

2. 网络拓扑

（1）SDH 网络的常用拓扑类型有线形、星形、环形和网状网等。骨干光传输网可采用网状网、环形和星形结构多种类型相结合的复合网结构，接入网可采用环形和星形结构。

（2）省际、省级及地市骨干光传输网应整体规划，各层级间协调发展、资源共享。如有业务互通的要求，应至少采用两点互联。同一网络不同厂家设备的交叉节点宜采用两套不同厂家设备进行背对背互联。

（3）鉴于电力传输网所承载的业务信息（如保护、安全自动化、调度自动化等信息）对通道的可靠性要求较高，各厂站应根据电压等级、业务的可靠性要求及其在系统中的位置，确定接入方式，220kV 及以上厂站应双设备、双路由接入，大中型 110/66/35kV 厂站、三遥配电终端宜采用双路由接入，对于少数边缘厂站，条件不具备时可采用一点接入。

3. 传输系统计算

（1）再生段长度的计算。对于速率为 STM-64 的

系统，再生段设计距离应同时满足系统所允许的衰减、色散及 PMD 模色散的要求。

1）衰减受限系统实际可达再生段距离可用下式计算

$$L=\frac{P_s-P_r-P_p-\sum A_c}{A_f+A_s+M_{ce}} \tag{21-2}$$

式中　$L$——衰减受限再生段长度，km；

$P_s$——S(MPI-S)点寿命终了时的光发送功率，dBm；

$P_r$——R（MPI-R）点寿命终了时的光接收灵敏度，误码率 $BER \leqslant 10^{-12}$，dBm；

$P_p$——最大光通道代价，dB；

$\sum A_c$——S（MPI-S），R（MPI-R）点间活动连接器损耗之和，dB；

$A_f$——光纤平均衰减系数，dB/km；

$A_s$——光纤固定熔接接头平均损耗，dB/km；

$M_{ce}$——光缆富余度系数，dB/km。

衰减受限系统某些参数的参考取值如下：

$P_r$：一般指 $BER=10^{-12}$ 时的接收灵敏度，当 $BER=10^{-10}$ 时，$P_r$ 应减少 1dB。

$P_P$：根据系统及光器件的不同，取 1dB 或 2dB。

$A_c$：0.5dB/个。

$A_s$：对于 2km 盘长的光缆，其值为 0.04dB/km；对于 3km 盘长的光缆，其值为 0.03dB/km。

$M_{ce}$：当再生段长度为 75～125km 时，按 0.04dB/km 计算；当再生段长度小于 75km 或大于 125km 时，再生段长度的可用下式计算

$$L=\frac{P_s-P_r-P_p-\sum A_c-M_c}{A_f+A_s} \tag{21-3}$$

其中，再生段长度小于 75km 时，$M_c$ 取 3dB；再生段长度大于 125km 时，$M_c$ 取 5dB。

2）色散受限系统实际可达再生段距离可用下式计算

$$L=\frac{D_{max}}{|D|} \tag{21-4}$$

式中　$L$——色散受限再生段长度，km；

$D_{max}$——S（MPI-S），R（MPI-R）间设备允许的最大总色散值，ps/nm；

$D$——光纤色散系数，ps/（nm・km）。

所确定的再生段长度宜考虑技术发展和通信系统规划的因素。

（2）光纤通道传输时延计算。在系统设计时，应根据所传输业务信号的时延要求，对光纤通道的传输时间是否满足要求进行验算。光纤通道传输时延的计算，只包括信号在光纤中的传输时间及信号通过传输设备和脉冲编码调制（pulse-code modulation，PCM）终端设备的时间，不包括通道的切换时间。

1）对于速率低于 2Mbit/s 的信号，沿光纤通道传输所需的时间 $T$ 可用下式计算

$$T=LM/C+\sum_{i=1}^{N}N_iT_i+2\times T_1 \tag{21-5}$$

式中　$T$——信号沿光纤通道传输所需的时间，ms；

$L$——电路长度，km；

$C$——光速，km/s；

$M$——修正系数，一般按照光纤折射率 1.5 取值；

$N$——传输通道上网元（TM、ADM、REG）的数量；

$T_i$——信号通过网元（TM、ADM、REG）时间，一般取值为 0.5，ms；

$T_1$——信号通过 PCM 网元时间，一般取值为 0.6，ms。

根据工程经验，光信号在光纤中传输速度为 200km/ms。

2）对于速率不小于 2Mbit/s 的信号，沿光纤通道传输所需的时间 $T$ 可用下式计算

$$T=L/C\cdot M+\sum_{i=1}^{N}N_iT_i \tag{21-6}$$

式中　$T$、$L$、$C$、$M$、$N$、$T_i$ 意义同式（21-5）。

4. 光接口的配置和选用

（1）SDH 光缆传输工程的光接口按照传输距离、STM 等级、工作波长及所使用的光纤类型进行分类，例如，光接口 L-16.2 表示长距离接口板、STM-16 等级、1550nm 波长、G.652 光纤。

（2）光接口的详细参数均有规范要求，设计时应根据工程项目的具体情况进行合理配置和选用。选用方法和原则如下：

1）根据传输损耗计算，确定采用局内、短距或长距光接口板及工作波长；短距光接口板比长距造价低，因此能满足工程要求时，尽量选择短距光接口板。

2）考虑到备品、备件的配置及维护方便，光接口类型的选用不宜过多。

3）电路建设初期，设备和光缆的功率裕度较大时，还需根据光接口板最小过载点参数核算是否过载。

**（三）SDH 网络的保护和恢复**

SDH 网络一旦发生故障将会造成严重的后果。实际使用的 SDH 网络大多是自愈网，自愈网无需人为干预，网络能在极短时间内隔离故障、自动恢复业务，使用户几乎感觉不到网络出现过故障。极短的时间有两个门限值：其一是 50ms，对于小于 50ms 的瞬断对大多数业务都不造成影响；其二是 2s，50ms～2s 的瞬断对多数业务都会有影响，但在用户可承受范围内。SDH 实现网络自愈有保护、恢复两个解决方案。

1. SDH 网络的保护

（1）利用网络节点间预先安排的保护（备用）容量去替代失效的工作（主用）容量的自愈方式称为保护。备用容量是为特定的主用容量准备的，可能是专用，也可能是在特定的范围内共享的，但这些备用资源不能在网络大范围内共享。保护是通过规定的协议，由硬件响应来实现的，一般无需网管系统介入，保护倒换时间很短（≤50ms）。

（2）SDH 保护主要分为线性复用段保护、环形复用段保护、环形通道保护以及子网连接保护四种方式。

1）线性复用段保护是一种专用或共用的保护机制。它对复用段层提供保护，适用于点到点的物理网络。一个复用段保护用于保护一定数量的工作复用段，但不能对节点故障提供保护，它可工作于单端或双端方式，此外复用段保护在备用状态时还可用来开通无需保护的额外业务。

2）环形复用段保护的工作通道传送业务，其保护通道则留作业务信号的保护，需要使用自动保护倒换（automatic protection switching，APS）协议，保护倒换时间为 50ms，分为二纤双向复用段共享保护环和四纤双向复用段共享保护环两种保护方式。环形复用段保护的主要优点是：在业务量呈均匀分布的情况下有些容量可重复利用，这时，同样的保护容量适用于不同的故障情况，故复用段共享保护环保护方式能提供高容量使用效率。另一方面，复用段共享保护环只能用于环形网络拓扑结构，而且节点数最多不能超过 16 个，同时网络中环的容量用满时，就要增加一个新环。

3）环形通道保护的业务保护是以通道为基础的，是否进行保护倒换要根据出、入环的个别通道信号质量的优劣来决定。通道保护环一般采用 1+1 保护方式，即工作通道与保护通道在发送端永久性地桥接在一起，接收端则从中选取质量好的信号作为工作信号。在进行通道保护倒换时只需在接收端把开关从工作通道倒换到保护通道上，所以不需要使用 APS 倒换协议，其保护倒换时间小于 50ms。常用的通道保护环有二纤单向通道保护环和二纤双向通道保护环两种。

4)子网连接保护是指对某一子网连接预先安排专用的保护路由，这样一旦子网发生故障，专用保护路由便取代子网承担整个网络的传送任务。子网连接保护在网络中的配置保护连接方面具有很大的灵活性，特别适用于不断变化、对未来传输需求不能预测的、根据需要就可以灵活增加连接的网络，因而可应用于干线网、中继网、接入网等网络，以及树形、环形、网状的各种网络拓扑，其保护结构为 1+1 方式，即每一个工作连接都有一个相应备用连接，保护可任意置于 VC12、VC2、VC3、VC4 各通道。

（3）网络保护方式原则上应根据网络结构、业务等级和具体工程条件确定。线形、星形和树形网保护方式宜选用多系统业务分担方式；单一系统时，可选用线形 1+1 的复用段保护方式。鉴于系统保护方式只在同缆的某个主用系统故障时才起作用，而线路故障通常则多为光缆中断的恶性故障，故从备用系统实际配置效果及网络经济性能考虑，相邻节点为单一路由线性拓扑时，一般不宜选用系统保护方式，但也并不完全排除在技术经济合理的前提下，选用“1+1”或“1:$N$（$N$≥1）”保护方式的可行性。当选用“1:$N$”保护方式时，备用系统可传送不受保护的额外业务。环形网的保护可选用通道保护环（二纤单向、双向）、复用段共享保护环（二纤双向或四纤双向），两者的特点及比较如下：

1）集中型业务模型宜选用通道保护环；环内各点间业务量较大、环上传输节点数量(≤16)较多时，宜选用复用段共享保护环。

2）通道倒换环的业务量保护是以通道为基础的，倒换与否按出入环的个别通道信号质量的优劣而定；复用段倒换环的业务量保护是以复用段为基础的，倒换与否按每一对节点间复用段信号的优劣而定。

3）不同类型的自愈环所能承载的业务量有所不同。通道保护环只需根据通道 AIS 进行判决，即可完成倒换，而复用段保护环需执行 APS 协议，故通道保护环较复用段保护环容易实现。选用哪种自愈环应根据网络的经济性能以及设备的实用化程度全面考虑。

4）当业务需求已达到需建立两个或两个以上二纤双向复用段共享保护环时，可采用四纤双向复用段共享保护环。

2. 恢复策略

实现网络恢复的前提条件：①网络中设置数字交叉连接（digital cross connect，DXC）设备作为网络节点设备，传送业务依靠 DXC 设备调度和管理；②网络中有一定的备用资源；③网管系统具有网络恢复功能。

网络恢复方式有区段恢复和通道恢复两种：区段恢复只对连接中发生故障的段落寻找替代路由，连接的其他部分仍保持原来路由；通道恢复则对整个子网连接寻找替代路由。由于区段恢复方式需要的网络投资大于通道恢复方式，且区段恢复要求网管有很强的故障定位能力，要求设备支持逐段的串联连接监视功能，故一般 SDH 传输网的恢复方式应优先选通道恢复。

3. SDH 传送网保护和恢复策略的应用

对于电力系统光纤传输电路而言，通道上需要传

输的部分实时业务对时延的要求较高，保护倒换时间要求应≤50ms；而采用恢复措施，保护倒换时间较长，可达几秒或更长，对业务影响大，不能满足业务传输的需求。同时，目前需要传输的业务量不是很大，现有的备用容量完全可以满足重要业务的保护需求。因此，电力系统 SDH 传输网一般不考虑采用恢复措施，只采用保护机制来提高传送网的生存能力和灵活性。

电力系统 SDH 光传输网中，线性电路一般采用“1+1”保护方式，环形网络一般采用复用段保护环方式，多种拓扑结构共存的网络中重要通道采用子网连接保护。

采用“二纤单向通道保护环”的通道其业务的收发路径不一致，通道的双向延时也不一定一致，采用该保护方式的自愈环不适合传输电流差动保护信号。而收发路径一致的二纤双向通道保护环、四纤双向通道保护环，可以满足电流差动保护通道对时延的要求。采用“双向复用段保护”保护方式的自愈环可以传送电流差动保护信号。但“复用段保护环”的协议启动后电路将产生倒换，对 SDH 设备的要求很高，且启动协议时间长，协议启动期间业务中断，对于实时性要求很高的继电保护信号来说，应慎重选用。

（四）通路组织及衔接

1. 通路组织

（1）通路组织应根据业务预测和网络结构，结合通信网现状及发展规划进行编制。

（2）通路组织在编制过程中应遵循以下原则：

1）近期通路组织应以满足近期业务需求为主，以预测出的传输电路数量为基础，考虑网络的分流和原有传输网的业务分担后，确定出工程各站终端和转接电路数量。

2）各系统的 2048、34368、44736、139264、155520kbit/s 电通道及 155520、622080、2488320kbit/s 等光通道的终端和转接应作出具体安排。

3）在不影响网络灵活调度的前提下，应尽量组织较高速率的通道转接。

（3）155Mbit/s 通路转接。

1）155Mbit/s 的通路转接分为电接口转接和光接口转接两种方式，为使转接更加灵活，枢纽站机房应尽量组织光接口转接。

2）155Mbit/s 电接口转接超长时，可改用光接口转接（将电接口盘换为光接口盘，或者直接加装光电转换器）。

2. 网络接口

（1）网络接口主要包括网络节点接口、外同步接口、公务接口、用户使用者接口、网管接口和用户业务接口。

（2）外同步接口（包括输入和输出）可有两种选择，即 2048kHz 和 2048kbit/s，但应优先选用 2048kbit/s，具体接口要求应符合 ITU-T G.703 建议，帧结构应符合 ITU-T G.704 建议的要求。

（3）公务线路接口为 64kbit/s 的同向接口，接口应符合 ITU-T G.703 6 建议的规定。

（4）用户使用者接口为 64kbit/s 的同向接口，用于建立临时性的数据/电话通路连接，其接口应符合 ITU-T 建议 G.703 的规定。

（5）SDH 设备的基本用户业务接口，SDH 设备可提供 2、34、155Mbit/s 等用户业务接口。

（6）十兆/百兆以太网接口。SDH 设备应支持 10Mbit/s 以太网接口和 100Mbit/s 以太网接口。

10Mbit/s 以太网接口应符合 IEEE 802.3，物理层接口上采用曼彻斯特编码，用+0.85V 和–0.85V 分别表示“1”和“0”。电缆可采用 10Base-T。

100Mbit/s 以太网接口应符合 IEEE 802.3u。100Base-T 技术中可采用两类传输介质：100Base-TX 和 100Base-FX，采用 4B/5B 编码方式。

（7）千兆以太网接口，SDH 设备支持的千兆以太网接口应符合 IEEE 802.3z。1000Mbit/s 以太网物理接口支持 1000Base-SX 和 1000Base-LX。

（8）PCM 终端设备的用户业务接口。

1）用户业务为模拟信息时，如远动信息和远方保护信息，可采用 PCM 终端设备的音频四线接口，接口技术条件应符合 DL/T 5025—2005《电力系统数字微波通信工程设计技术规程》4.2.7 条的规定。

2）用户业务为数字信息时，根据数据业务的不同类型，可采用不同类型的数据接口，如 G.703 64kbit/s 接口，V.24/V.28、V.35、V.11 接口，接口技术条件应符合 ITU 建议 G.703 接口，V.24/V.28、V.35、V.11 接口的规定。

3. 光/电通道衔接

（1）光通道连接应符合下列规定：

1）光通道连接应经由 ODF。

2）ODF 上的连接器宜为 FC/PC 型或 SC/PC 型，其回波损耗大于等于 40dB，插入损耗小于等于 0.5dB。

（2）电通道连接应符合下列规定：

1）电通道连接应经由 DDF。

2）2Mbit/s 速率的 DDF 连接器有 75Ω/75Ω不平衡式和 120Ω/120Ω平衡式两种类型，2Mbit/s 以上速率的 DDF 连接器为 75Ω/75Ω不平衡式。

3）DDF 连接器接线端子尺寸应与相关的电缆尺寸匹配。

4）DDF 连接器反射系数小于等于–40dB，插入损

耗小于等于 0.3dB（75Ω连接器）或小于等于 0.4dB（120Ω连接器）。

（五）互联互通

1. SDH 与 PDH 的互联互通

（1）根据网络组织的实际需要，可在 2048kbit/s 或 139264kbit/s 速率接口上实施两网互通。

（2）当 PDH 网 139264kbit/s 信号为一图像编码信号时，应在 139264kbit/s 速率接口上实施与 SDH 网互通。

（3）当 PDH 网 139264kbit/s 信号为经由 2048kbit/s 信号逐级复用获得时，宜在 2048kbit/s 速率接口上实施与 SDH 网互通。

2. MSTP 与 MSTP 的互通

MSTP 与 MSTP 的互通是指不同厂家或同一厂家不同型号 MSTP 间的 FE 和 GE 等数据业务电路的互通。MSTP 与 MSTP 互通的基本条件是：MSTP 设备须支持 GFP 封装协议；支持 VC 虚级联技术；进行封装时，采用相同的颗粒度。

早期的国产 MSTP 设备多采用 PPP 协议或 LPAS 协议，现在基本上所有MSTP设备采用GFP协议，这样会造成设备因采用不同的封装协议而不能实现 FE 或 GE 以太网电路的互通。解决办法是更换早期配置的FE盘或GE盘，统一数据业务盘的型号及版本。目前多数厂家的 MSTP 设备支持 GFP/LPAS/PPP 三种封装协议通过网管系统任选，上述问题在新建的 MSTP 网络中已不复存在。

基于 SDH 的 MSTP 技术是 SDH 的继承和发展，其内核仍是SDH，不宜将MSTP视为全新的技术产品进行设备选型。为便于不同厂家 MSTP 设备的互联互通，对 MSTP 设备的技术要求除了应符合 YD/T 1238《基于 SDH 的多业务传送节点技术要求》外，MSTP 设备还必须支持 GFP 封装协议、VC 虚级联技术、LCAS 协议以及 VC-12/VC-3/VC-4 封装颗粒可选等功能；为保证 MSTP 新功能的实际应用，对 LCAS 功能相关的一些性能指标也应作相应要求。

3. MSTP 与传统 SDH 的互通

MSTP 与传统 SDH 的互通是指 MSTP 承载的 FE 和 GE 等数据业务穿越传统 SDH 网络的互通。实现 MSTP 承载的 FE 和 GE 等数据业务穿越传统 SDH 网络互通的基本条件是：MSTP 网络与传统 SDH 网络间，以及传统 SDH 网络内提供 VC-12/VC-3/VC-4 通道层的互通，FE 或 GE 电路所经路由任何节点间不能有 E1 或非 STM-N 接口的落地转接，并且源端与宿端的 MSTP 设备满足 MSTP 与 MSTP 的互通条件。

MSTP 与 SDH 互通的难点在于其与早期 SDH 网络的互通。早期 SDH 以 2Mbit/s 电路为主，转接电路采用 DDF 跳接方式，无法形成端到端的 VC-12/VC-3/VC-4 全程通道，因此造成 MSTP 承载的 FE 和 GE 等数据业务不能穿越早期 SDH 网络，目前，比较有效的解决方法是对这些 SDH 网络进行优化改造，增配相应 STM-*N* 支路板卡，将跨环转接电路的 DDF 跳接方式变为 STM-*N* 中继方式，这样不仅可以很好地解决新建 MSTP 与传统 SDH 的互通问题，保证端到端 FE/GE 业务在传统 SDH 网络中的顺利穿越，还可以实现电路开通和调度由需要人工配线的硬连接向通过网管系统指配的软连接的转变，大大提高传输网络的灵活性和资源利用率。

## 七、OTN 光传输系统设计

（一）网络模型及系统构成

1. 网络模型和结构

（1）假设参考光通道。假设参考光通道长度为 27500km，共跨越 8 个域，如图 21-14 所示。

（2）网络站点类型。OTN 网络站点分为终端站、分路站、再生站和光放站。站点设置应根据网络拓扑、网络组织、维护体制和维护条件、系统设备性能、光纤情况合理选择并设定站型。

（3）网络分层。OTN 传送网络从垂直方向分为光通路（optical channel with full functionality，OCh）层、光复用段（optical multiplex section，OMS）层和光传输段（optical transmission section，OTS）层三层网络，分别实现数字客户信号、光通路和光复用段在接入点之间的传送，相邻层之间是客户/服务者关系，其分层结构如图 21-15 所示。

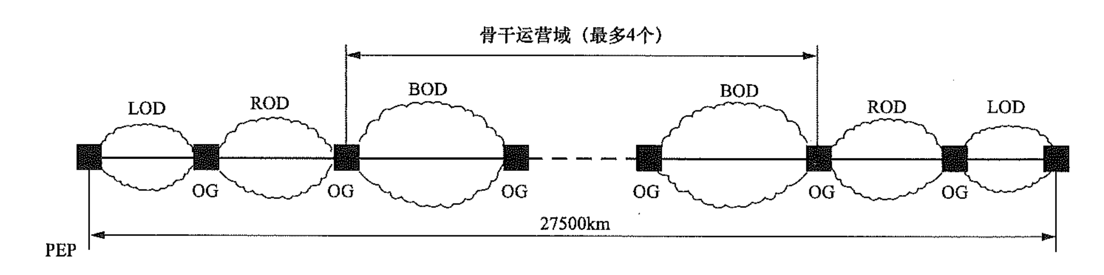



图 21-14　假设参考光通道

（4）网络分域。OTN 传送网络从水平方向可分为不同的管理域，其中单个管理域可由单个设备商 OTN 设备组成，也可由电网公司的某个网络或子网组成，如图 21-16 所示。不同域之间物理连接采用域间接口（inter-domain interface，IrDI），域内的物理连接采用域内接口（intra-domain interface，IaDI）。

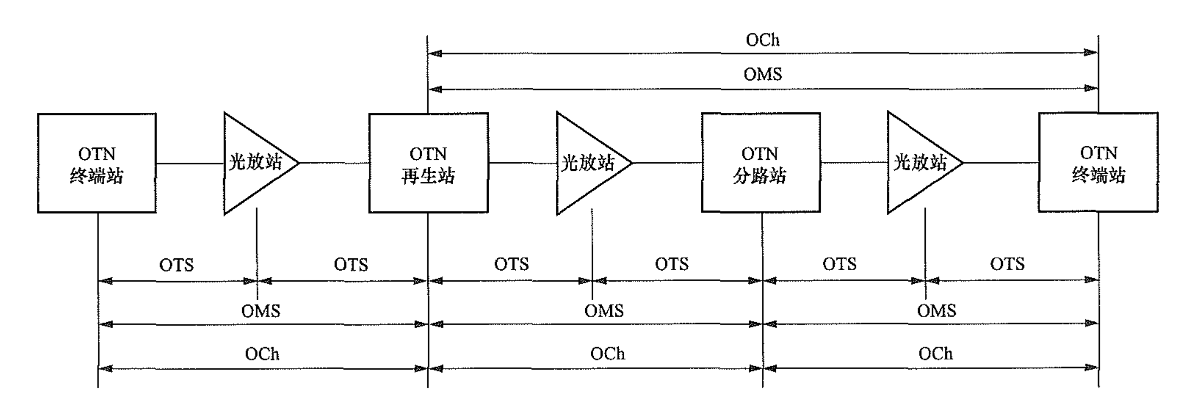



图 21-15 OTN 网络分层结构示意图

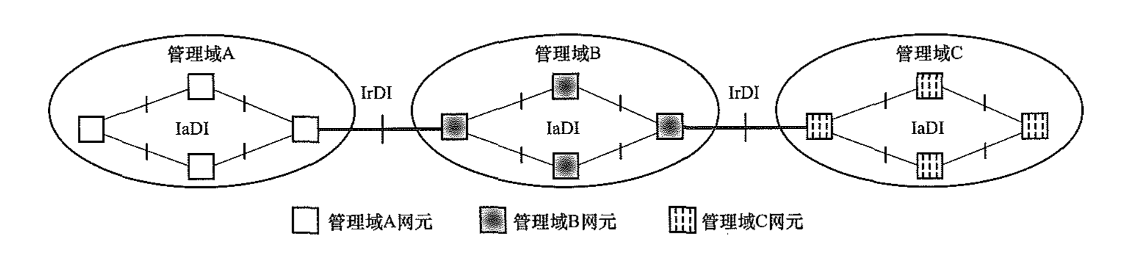



图 21-16 OTN 网络分域结构示意图

2. 系统速率和复用结构

OTN 信号在网络节点处的 OTU/ODU 类型及比特率等级应符合表 21-11 和表 21-12 中的规定。

**表 21-11 OTU 类型和比特率等级**

| OTU 类型 | OTU 标称比特率（kbit/s） | OTU 比特率容差 |
|---|---|---|
| OTU1 | 255/238×2488320 | $\pm 20\times10^{-6}$ |
| OTU2 | 255/237×9953280 | |
| OTU3 | 255/236×39813120 | |
| OTU4 | 255/227×99532800 | |

**表 21-12 ODU 类型和比特率等级**

| ODU 类型 | ODU 标称比特率（kbit/s） | ODU 比特率容差 |
|---|---|---|
| ODU0 | 1244160 | $\pm 20\times10^{-6}$ |
| ODU1 | 239/238×2488320 | |
| ODU2 | 239/237×9953280 | |
| ODU3 | 239/236×39813120 | |
| ODU4 | 239/227×99532800 | |
| ODU2e | 239/227×10312500 | |

OTN 信号的基本复用结构以及客户信号的映射结构应满足相关规程规定，OTN 客户信号应包括 STM16/64/256、OTU$k$（$k$=1，2，3）、GE/10GE 等。

3. 中心波长

OTN 系统采用常用的 C 波段 1550nm 窗口，标称中心频率是基于参考频率为 193.1THz，最小间隔为 100GHz（40 波系统）或 50GHz（80 波系统）的频率间隔系列。

4. 网络接口

网络接口主要包括网络节点接口、网管接口、公务接口、外同步接口和用户使用者接口。

（1）网络节点接口。包括域内接口（IaDI）和域间接口（IrDI）。IrDI 接口在每个接口终端应具有 3R 处理功能。

（2）网管接口。网管接口主要包括北向接口和南向接口，北向接口提供与上层网管系统之间的接口功能，通过该接口与上层网管系统相连，北向接口应符合 CORBA 的规范；南向接口提供与被管理网元之间的接口功能，通过该接口网管系统可对网元实施管理。

（3）外同步接口。可选择 2048kHz 和 2048kbit/s（包括输入和输出）。应优先选用 2048kbit/s，具体接口要求应符合 ITU-T G.703 建议，帧结构应符合 ITU-T G.704 建议要求。

5. OTN 设备类型

OTN 设备可分为终端复用设备、电交叉设备、

光交叉设备、光电混合交叉设备。

OTN 终端复用设备是指支持电层（ODU*k*）和光层（OCh）复用的传输设备。

OTN 电交叉设备完成 ODU*k* 级别的电路交叉功能，为 OTN 提供灵活的电路调度保护能力，除了提供各种业务接口和 OTU*k* 接口以外，同时提供光复用段和光传输段功能。OTN 光交叉设备提供 OCh 光层调度能力，实现波长级别业务调度和保护恢复。

OTN 光电混合交叉设备是指 OTN 光交叉和电交叉混合的传输设备，同时提供ODU*k*和OCh光层调度的能力，波长级别的业务可以直接通过 OCh 交叉，其他需要调度的业务经过 ODU*k* 交叉，两者配合可以优势互补，同时规避各自的劣势。

6. OTN 设备功能要求

（1）业务接口适配功能。OTN 设备的接口适配功能支持 STM-16/64/256 SDH 业务，OTU1/2/3 业务，GE/10GE 以太网业务，以及 1G/2G/4G/8G/10G FC、FICON/FICON EXPRESS 等客户业务接入，经过映射复用处理后产生 ODU*k*（*k*=0，1，2，2e，3，4）通道信号。可选择支持 STM-1/4、FE、ESCON 等低速客户业务的接入，经过映射复用处理后产生 ODU*k*（*k*=0，1，2，2e）通道信号。

（2）线路接口处理功能。OTN 的线路接口处理功能包括 ODU*k* 时分复用、ODU*k* 映射到 OTU*k* 功能。

（3）ODU*k* 调度功能。ODU*k* 调度功能应支持 ODU*k*（*k*=0，1，2，2e，3，4）交叉连接，可根据网络层次要求选择单个或多个具体调度颗粒；支持交叉连接调度单元提供硬件冗余保护能力，ODU*k* 主备交叉倒换时间应小于 50ms；通过系统交叉配置，支持线路保护和业务广播的功能。

（4）OCh 调度功能。OTN 设备通过光层调度子系统提供灵活的光通道（OCh）波长调度能力。通过固定光分叉复用（FOADM）器件实现环内固定光通道（OCh）调度功能，通过可重构的光分叉复用（ROADM）器件实现动态光通道（OCh）调度功能。动态光通道（OCh）调度功能一般又分为环内调度功能和环间调度功能，也称为二维调度功能和多维调度功能。OCh 调度功能应支持：光通道波长信号的分插复用功能；光通道波长信号环内调度能力，支持 OCh 通道上下和穿通（drop and continue）；光通道波长信号跨环调度能力；通过系统交叉连接配置，支持波长业务的组播和广播功能。

（5）光复用段和传输段处理。OTN 设备提供两个节点设备之间信号的完整传输，为波长复用信号提供选路、开销处理、运行检测管理等；为光信号在不同类型的光纤介质上提供传输功能，同时实现对光放大器和光再生中继器的检测和控制。

（6）OTN 开销处理。OTN 设备的 OAM 功能主要通过 OTN 的各层的开销完成对应功能，应具有 OPU/ODU/OTU 层的开销处理监测功能，支持 OTU SM 段层、ODU PM 通道层监测管理功能。OTN 可提供 6 级 TCM 连接监视功能，对于多设备商/多子网环境，可实现分级和分段管理。

（二）系统容量

OTN 系统容量包括波道数和单波道速率两方面。

OTN 在电力系统中的应用，一是要满足业务对带宽的需求，二是要满足业务安全的需求。其系统容量要结合现有业务速率，网络中最大复用段的波道数量，以及面向未来的可扩展能力等进行多方面的考虑。

电力系统业务速率多在 2.5Gbit/s 及以下，部分省际或省干的数据业务达到万兆速率，成熟商用化的 OTN 线路侧速率为 2.5Gbit/s、10Gbit/s 和 100Gbit/s，2.5Gbit/s 作为 OTN 线路侧速率在满足业务带宽需求上明显不足，100Gbit/s 速率在大部分传输区段会造成带宽浪费。因此，电力系统 OTN 线路侧速率应以 10Gbit/s 为主，个别业务汇聚区段对带宽要求较高时，可采用 100Gbit/s。

目前，OTN 传输系统波道容量可选的有 40 波和 80 波，从电力系统目前的业务汇聚节点的数量、波道保护方式及冗余需求等方面综合考虑，省际或省级部分干线可考虑采用 80 波系统。

（三）网络拓扑

（1）OTN 网络的常用拓扑类型为线形、环形和网状网三种。为提高网络可靠性，为业务提供可靠的备用路由，省际和省级骨干光传输网宜采用环状网结构，局部枢纽节点之间结合光缆网络结构和纤芯资源采用网状网结构，地市骨干光传输网可采用线形结构，地调与数据汇聚节点之间业务量较大，可靠性要求较高，可采用环网结构。

（2）不同网络间如有业务互通的要求，应至少采用两点互联。同一网络不同光域网络（采用不同厂家设备）的交叉节点宜采用两套不同厂家设备进行背对背互联。

（3）OTN 网络节点的设置应根据网络覆盖范围的地域关系、传输需求、可靠性等综合考虑，在电力各级调度机构、运行管理机构以及业务汇聚节点，设置 OTN 终端设备或电交叉设备进行业务终结和交叉。在光缆枢纽节点，根据业务流向和光缆走向，可适当设置多维度的 OTN 光交叉设备。

（4）为增强节点可靠性，避免单点故障引起大范围业务中断，重要业务站点宜配置两套 OTN 设备接入干线网络。

（5）OTN 终端站宜采用支线方式接入网络，根据

业务和组网需求，重要的 OTN 终端站点可选择两点接入、双路由接入，或者串接入干线网络。

（四）站段设计

1．光传输复用段/光放段计算

在电力系统工程实际应用中，OTN 节点和缆路选择情况不一，个别光放段段落比较均匀，大多数光放段长度不固定且不均匀，同时可能存在局部中继段段落超长。因此在工程系统设计中，应按以下三个步骤进行。

（1）规则设计法。当各段衰落比较均匀时，可采用规则设计法（或称固定衰耗法），利用色散受限式（21-7）及保证系统信噪比的衰耗受限式（21-8），分别计算复用段长度后，取其较小值。

$$L=\frac{D_{sys}}{D} \qquad (21\text{-}7)$$

式中　$L$——色散受限的复用段长度，km；

$D_{sys}$——MPI-SM、MPI-RM 点之间光通道允许的最大色散值，ps/nm；

$D$——光纤色散系数，ps/（nm・km）。

$$L=\sum_{i=1}^{n}[(A_{span}-\sum A_c)/(A_f+A_{mc})] \qquad (21\text{-}8)$$

式中　$L$——保证信噪比的衰减受限的复用段长度，km；

$n$——OTN 系统所限制的光放段数量；

$A_{span}$——最大光放段衰耗，其值应不大于 OTN 系统所限制的段落衰耗，dB；

$\Sigma A_c$——MPI-SM、RM 点或 SM、RM 点或 SM、MPI-RM 间所有连接器衰减之和，dB，每个连接器衰耗按照 0.5dB 计算；

$A_f$——光纤线路衰减常数，含光纤熔接衰减，dB/km；

$A_{mc}$——光纤线路每千米维护裕量，dB/km。

（2）简易信噪比计算法。当用规则设计法不能满足实际应用的要求时，可采用色散受限式（21-7）及简化的信噪比计算式（21-9）来确定复用段/光放段的长度

$$OSNR_N=58+P_{out}-10\lg M-A_{span}-N_f-10\lg N \qquad (21\text{-}9)$$

式中　$OSNR_N$——$N$ 个光放段后的每通路光信噪比，dB；

$M$——通路数量；

$P_{out}$——总的入纤功率，dBm；

$N_f$——光放大器的噪声系数；

$A_{span}$——最大光放段损耗，dB；

$N$——光放段的数量。

在 $OSNR_N$ 的计算中，取光滤波器带宽 0.1nm，在每个光放段 RM 点及 MPI-RM 点各个通路的 $OSNR$ 满足指标的情况下，由光放段损耗来决定光放段的长度，也确定了通过几个 OA 级联的复用段长度。

（3）专用系统计算工具计算。对于复杂的 OTN 传输系统，应采用专用计算工具计算 $OSNR$，来确定复用段/光放段的长度。

上述三种计算方法都应在工程实施前通过模拟仿真工具来验证。

2．差分群时延计算

（1）单条链路的差分群时延（differential group delay，DGD）平均值的表示如下式

$$DGD=PMD_{coe}\cdot\sqrt{L} \qquad (21\text{-}10)$$

式中　$PMD_{coe}$——$PMD$ 参数；

$L$——链路长度，km。

（2）OTN 系统中，光复用段平均 $DGD$ 值计算方法如下式

$$DGD=\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(PMD_{coe}^{\ -i}\cdot\sqrt{L_i})^2} \qquad (21\text{-}11)$$

目前电力系统使用的光纤 $PMD$ 参数最大值为 0.5ps/（km）$^{1/2}$，OTN 传输系统信号速率为 10Gbit/s 时的 $DGD$ 容限为 10ps，此时的传输距离达到 400km。若 OTN 传输速率为 100Gbit/s 时，OTN 将采用相干调制方式，其 $DGD$ 容限将达到 75～100ps，更加不受限。因此，在工程设计中，除个别早期光纤参数很差需要考虑 DGD 容限时，其他情况下可不考虑。

（五）传输链路设计

1．放大器选择原则

（1）光放大器的配置按系统终期传输容量考虑，为系统升级扩容提供方便条件；

（2）光放大器的配置应考虑一定的冗余度，冗余度的设置应考虑管理、维护及系统老化裕量；

（3）OTN 传输系统应能够适应一定程度的线路衰减变化，当线路衰减变化时自动调整光放大器的输出功率使得系统工作在最佳状态；

（4）考虑到电路建设的成本及传输性能改善效果等因素，光放大器的选择顺序一般为：常规功率放大器（一般为+17dBm）、高功率放大器（一般大于+22dBm）、拉曼放大器、遥泵放大器。

2．色散补偿及其他技术

（1）系统色散补偿应符合以下原则：

1）对于色散受限的 OTN 系统，可进行色散补偿，补偿时应考虑色散斜率补偿，以保证光复用段每个光通道的残余色散在 OTU 的色散容限内，并有一定裕量；

2）色散补偿可采用固定色散补偿或/和自适应色

散补偿，自适应色散补偿可结合固定色散补偿实现单信道的精确色散补偿。

（2）OTN 系统设计时应根据通道类型、复用段长度、光缆参数等因素，可考虑采用以下技术：

1）功率均衡技术：具备光功率均衡功能，可不需人工参与、自动对单波道进行功率调节；

2）FEC 技术：分为普通 FEC 技术和超强 FEC 技术，普通 FEC 可提供 6dB 等效 OSNR 增益，超强 FEC 能提供 7dB 以上等效 OSNR 增益；

3）精细色散管理技术：综合采用斜率补偿、波长或波带补偿方式、自适应电色散补偿等技术，更精确地补偿各波道的色散。

3. 在工程实际应用中，传输跨段选择应遵循原则

（1）当实际的光放段衰耗比较均匀，符合规则设计法的，可直接套用相关规程规定的跨段损耗设计，此时实际的光放段数量及光放段衰耗应不超过规定的数值。

（2）当光复用段中短跨段和长跨段混合传送时，光放段数量超出规程规定的长跨段光放段数量，应核算光放段数量是否可增加。

（3）由于电力系统的特殊性，电力光缆主要是随线路建设的 OPGW 光缆，通常站距较长，跨段损耗较大。根据目前厂家设备能力和工程经验，对于 40 波 10Gbit/s 的 OTN 传输系统，跨段损耗大于等于 35dB 的长跨段，可参考下列经验值设计，但均需在工程实施前通过模拟仿真工具验证。

1）跨段损耗为 35dB 的长跨段，不采用拉曼放大器时，无电中继不超过 3 段，采用拉曼放大器时，无电中继不超过 7 段；

2）跨段损耗为 40dB 的长跨段，不采用拉曼放大器时，无电中继不超过 2 段，采用拉曼放大器时，无电中继不超过 3 段；

3）跨段损耗为 45dB 的长跨段，采用拉曼放大器，无电中继不超过 1 段；

4）跨段损耗大于 50dB 跨段，建议按照选择新路由、选择大功率拉曼放大器、选择遥泵放大器、加中继站等方式解决。

### （六）交叉方式选择

（1）OTN 传输系统交叉方式包括电交叉、光交叉和光电混合交叉三种方式，电交叉具备 ODU$k$ 调度功能，光交叉具备 OCh 调度功能，光电混合交叉同时具备上述两个调度功能。

（2）电交叉方式应用在需要具备 ODU$k$ 调度功能的 OTN 终端站和再生站。

（3）光交叉方式可节省合分波器件，简化设备内部连纤，一般应用在光方向大于 4 或以两点以上方式接入网络的 OTN 分路站。

（4）以两点以上方式接入网络的 OTN 终端站和再生站可采用光电混合交叉方式。

（5）采用光电混合交叉方式的 OTN 站点宜配置本地维度的光交叉单元。

### （七）波道组织

（1）OTN 传输系统的波道组织和使用原则需根据业务预测和网络结构，结合网络现状及发展规划进行编制，波道组织原则应全网统一。

（2）波道组织可参照如下原则进行：

1）以满足近期业务需求为主，并考虑一定裕量。OTN 网络每个复用段建议预留至少 1 个波道作为应急波道，承载应急业务。

2）同一环内不同复用段的波道配置宜采用同序号的波道。

3）主用波道和备用波道的选择原则如下：①线形拓扑：主用波道和备用波道应采用不同序号的波道；②环形拓扑：同一环内不同路径的主用波道和备用波道可采用同序号的波道；③网状网拓扑：主用波道和备用波道采用不同序号的波道。

4）100Gbit/s 和 10Gbit/s 系统混传时，为避免频道干扰，波道宜间隔 200GHz。

5）由于长波长通道性能相对短波长通道性能较佳，且扩容后长波长通道的功率预算更稳定，因此建议优先分配长波长通道。

6）各段落波道使用量主要取决于业务数量和流向，基于安全考虑，可以将一些波道进行特殊规划，如同局向业务分担到多路由，或者一个节点出局的电路分担到多个路由。

### （八）电路组织

（1）电路组织应根据业务预测和波道组织，结合网络现状及发展规划进行编制。

（2）电路组织可以从速率级别、保护方式和业务是否跨环三个维度来逐级规划各类业务在 OTN 的分布。基本规律如下：

1）速率级别：按由高到低的顺序，既有 100Gbit/s 又有 10Gbit/s 波道时，先规划 100Gbit/s 业务波道；

2）保护方式：按业务层保护、复用段保护和子网连接保护顺序规划；

3）业务是否跨环：按先环内业务再跨环业务顺序规划。

（3）电路组织应以满足近期业务需求为主，并考虑一定冗余，用于网络维护的需要。

（4）同一环内不同复用段的电路配置宜采用同序号的波道和时隙。

（5）两点间的电路安排应优先选用最短路径，同时兼顾各段波道截面的均匀性。

（6）在不影响网络灵活调度的前提下，应尽量组

织较高速率的通道转接。

（7）电路组织应根据业主要求考虑安全性要求。

（九）网络保护

1．网络保护方式及特点

OTN 定义了线性保护和环网保护等两大类保护方式，其中线性保护按照保护层面又分为光层保护和电层保护，光层保护包括光链路保护（optical line protection，OLP）、光复用段保护（optical multiplex section protect，OMSP）、光通道保护（optical channel protection，OCP），电层保护主要为 ODU*k* SNCP（子网连接保护）；环网保护可分为 OCh SPRing（光通道共享保护环保护）和 ODU*k* SPRing（ODU*k* 光环网保护）。

（1）OLP。通过占用工作及保护 2 对光纤的方式实现对线路信号的保护。主要有“1+1”和“1:1”保护工作方式。

1）“1+1”保护。双发选收，工作和保护光纤同时传输信号，不需要协议。

2）“1:1”保护。选发选收，工作光纤传输信号，保护光纤无业务信号。收端和发端根据工作光纤和保护光纤的状况，同时选择工作于主光纤或保护倒换到备用光纤。

光线路保护的自动倒换触发条件为工作通道和保护通道的输入光功率差异较大（门限默认值为 5dB）或者输入光功率丢失（门限默认值为−35dBm），因此要求一个光放段的主备用路由光缆长度不能差异太大，适合在具备双路由光缆、空余光纤丰富、光缆故障频繁的段落采用。

（2）OMSP。OTM 节点间采用“1+1”保护，双发选收，工作复用段和保护复用段同时传输信号。OMSP 对 2 个 OTM 站之间的 OTN 系统的所有波长同时进行保护。光开关放在光放大器（OA）之前。光复用段保护对光纤资源的需求成倍增加，并需要在主备用路由上均设置光放大器，建设和维护成本较大，在具备双路由光缆、空余光纤丰富可适当采用。

（3）OCP。基于单个波长保护，可在光通道实施“1+1”或“1:N”的保护。“1+1”保护将客户侧信号输入到 OTN 系统的不同 OTU 中，通过并发选收的方式实现对客户侧信号的保护。OCP 一般用于 OTU 和客户设备之间，可根据需要有选择地对业务进行保护，需要占用较多的波道资源，对个别有特殊质量要求的电路可采用该方式提供保护。

（4）ODU*k* SNCP。是一种专用点到点的保护机制，用于保护一个通信网或多个通信网络内一部分路径。子网连接保护主要包括 ODU*k*“1+1”保护和 ODU*k*“*M*:*N*”保护两种。ODU*k*“*M*:*N*”保护需要使用 APS、协议在源宿节点间交互信息来控制保护倒换。子网连接保护可对波道或者子波长进行保护，适用于多种网络结构，节省通道资源，用于跨子网的业务的保护。

（5）OCh SPRing。支持双向倒换，保护倒换颗粒度为 OCh 光通道。OCh SPRing 保护在业务上下路节点直接进行双端倒换形成新的环路。每个环节点根据节点状态、业务信息和拓扑结构，判断被保护业务是否会受故障影响，确定通道保护状态，并触发保护倒换动作。

（6）ODU*k* SPRing。支持双向倒换，保护倒换颗粒度为 ODU*k*。ODU*k* SPRing 保护在业务上下路节点发生保护倒换动作。ODU*k* SPRing 保护组在环上节点对信号质量情况进行检测作为保护倒换条件，对协议的传递也仅仅需要环上的节点进行相应处理。该保护方式可支持额外业务，主要适用于分布式业务较多的网络，可节省大量的波长资源，提高资源利用率。环上任何两节点间的业务容量应小于等于 ODU*k* 容量。

OTN 网络保护方式的特点及适用场合详见表 21-13。

**表 21-13　OTN 网络保护方式的特点及适用场合**

| 保护方式 | 保护特点 | 适用场合 |
|---|---|---|
| OLP | 可实现 50ms 切换时间；<br>线路光纤冗余配置，一个光传输段的主备用路由光缆长度不能差异太大 | 适合在具备双路由光缆、空余光纤丰富、光缆故障频繁的段落采用 |
| OMSP | 可实现 50ms 切换时间；<br>放大器、线路光纤冗余配置，需要在主备用路由上均设置光放大器，建设和维护成本较大 | 在具备双路由光缆、空余光纤丰富可以适当采用 |
| OCP | 可实现 50ms 切换时间；<br>可根据需要有选择地对业务进行保护；<br>需要占用较多的波道资源，成本较高 | 对有特殊质量要求的电路采用该方式提供保护 |
| ODU*k* SNCP | 可以对波道或者子波长进行保护，适用于多种网络结构，节省通道资源，保护颗粒度灵活，倒换时间短，技术成熟 | 适合于跨子网的重要业务的保护 |
| OCh SPRing<br>ODU*k* SPRing | 对分布式业务较多的环网而言可以节省大量的波长资源，提高资源利用率，保护机制复杂 | 适合于分布式业务，电力系统业务基本为汇聚型业务，不宜采用 |

2. 网络保护的方式选择

不同的保护方式特点不同，电力系统 OTN 网络建设时，应根据光缆路由状况、光纤资源丰富程度、业务质量要求以及网络结构选择合适的网络保护方式。从目前电力系统正在建设和运行的网络来看，为节省波道资源，主要采用 ODU*k* SNCP（子网连接保护）方式，对波道进行保护。

（十）互联互通

1. 不同厂家 OTN 设备之间 OTU*k* 业务的互联互通

不同厂家 OTN 设备之间基于白光 OTU*k* 域间接口的互联互通主要存在如下问题：

（1）各厂家 OTN 业务颗粒复接结构不同。OTN 标准对 OTN 的复用结构没有一个统一的规定，各个厂家有着不同的实现方案。

（2）各厂家业务的映射方式不同。OTN 标准中，同一业务可能存在多种映射方式，不同映射方式采用不同的业务板块实现，为了在业务层面实现互通，不同厂家设备就必须选择支持相同映射方式的业务板卡，否则业务不能互联互通。

（3）各厂家内部实现细节不同。如时隙的编排顺序，厂家 A 顺序编排，厂家 B 逆序编排，导致业务不能互联互通。如有的厂家分同步交叉板块和异步交叉板块对应不同的交叉单元，如果忽略这些细节，业务不能互联互通。

因此，不同厂家 OTN 设备实现业务互联互通的前提是复接结构、映射方式、时隙顺序必须相同。

2. OTN 设备与不同厂家 SDH 设备之间互联互通

中间是同一厂家 OTN 设备，两端是其他厂家 SDH 设备，OTN 设备之间采用 OTU*k* 彩光接口互联时，OTN 设备对 SDH 业务所有开销完全透传，OTN 能正常处理异常缺陷，SDH 设备开销处理正常。

3. 不同厂家 OTN 设备与 SDH 设备之间互联互通

中间是不同厂家 OTN 设备，两端是其他厂家 SDH 设备。OTN 设备之间采用 OTU*k* 彩光接口时，OTN 设备对 SDH 业务所有开销完全透传，OTN 能正常处理异常缺陷，SDH 设备开销处理正常；OTN 设备之间采用 STM-*N* 接口时，SDH 设备业务开销处理正常，OTN 设备相当于一个管道，对 SDH 的开销信号 B1、J0、LOS、LOF 全都是透明传输，但是在 OTN 设备对 SDH 业务不同的 OTN 域进行分段传送时，业务是终结的，不能保证 OTN 端到端的组网能力。

4. 不同厂家 OTN 设备之间以太网业务的互联互通

不同厂家 OTN 设备之间以太网的互联互通主要问题如下：

（1）各厂家 OTN 业务颗粒复接结构不同。OTN 标准对 OTN 的复用结构没有一个统一的规定，各个厂家有着不同的实现方案。

（2）各厂家业务的映射方式不同。OTN 标准中，同一业务可能存在多种映射方式，不同映射方式采用不同的业务板块实现，为了在业务层面实现互通，不同厂家设备就必须选择支持相同映射方式的业务板卡，否则业务不能互联互通。

因此，不同厂家 OTN 设备实现业务互联互通的前提是复接结构、映射方式必须相同。

（十一）设备选型及配置

1. 设备选型

（1）OTN 设备除应选择符合相关标准和技术要求、具备进网许可证的设备型号外，还需综合系统容量、波道配置、保护方式、扩容需求以及经济性等各方面因素统一考虑。

（2）OTN 设备应支持电源板、主控板、交叉板、风扇的热备份，总体机械结构应充分考虑安装、维护的方便和扩充容量或调整设备数量的灵活性，实现硬件模块化，同时应具有足够的机械强度和刚度。

（3）新建省际和省级干线 OTN 网络可适当考虑 100Gbit/s 平台产品，既有的 40×10Gbit/s OTN 系统，设备平台不支持平滑升级至 100Gbit/s 时，可根据网络发展情况，选择扩容至 80×10Gbit/s 系统。

（4）省际/省级 OTN 干线网络宜采用 40 波或 80 波平台，地市 OTN 网络可以采用 40 波或粗波分平台。

（5）省际/省级 OTN 干线网络设备宜采用独立的设备子框分别配置电层板卡和光层板卡，地市 OTN 网络设备板卡较少时，为节省屏柜数量，可采用同一设备子框混合配置电层板卡和光层板卡。

（6）分组增强型 OTN 设备是深度融合分组传送网和光传送网技术的一种传送网，它基于统一的分组交换平台，可同时支持 L2 交换（Ethernet/MPLS）和 L1（SDH/OTN），使得 POTN 在不同的应用和网络部署场景下，功能可被灵活裁减和增添。因此，在分组业务量较大时，可选择分组增强型 OTN 设备。

2. 设备配置及注意事项

（1）OTN 电交叉设备应以子框为单元配置保护和恢复用的冗余波道，并适当预留一定数量的业务槽位。采用单子框的 OTN 设备，设备关键板卡应冗余配置。采用多子框的 OTN 设备，主子框关键板卡应冗余配置，其他子框电源板应冗余配置。采用多子框的 OTN 设备时，电层板卡和光层板卡宜配置在不同的子框，不同方向的光层板卡宜配置在不同的子框。

（2）配置光交叉设备时，波长交叉后链路长度须满足光纤色散容限要求。

（3）省际/主干、省级/省干 OTN 设备光层子框宜配置光监控信道板、光谱分析板和衰减可调的合波分波板。

（4）省际/主干、省级/省干 OTN 网络，当采用 40 波 10Gbit/s 平台时，宜配置梳状滤波器板，以便后期平滑扩容。

（5）OTN 电交叉设备宜采用支线路分离的线路板，线路板宜配置可热插拔、波长可调的光模块。

（6）采用 ODU*k* SNCP 保护的业务应配置在不同的线路板上。中继业务宜配置在不同的线路板上。

（7）同一方向的线路板尽量布置在 OTN 设备的同一区域，不同方向的线路板宜布置在 OTN 设备的不同区域。

（8）客户侧接口的配置数量和类型应根据业务需求确定，需要同时考虑端口冗余和板卡冗余。客户侧业务板卡应在满足各类业务需求的基础上尽量减少配置种类，宜采用多路、速率自适应的 Any 板卡。

（9）接入业务数量多的站点，客户侧至 ODF 架的尾纤宜采用束状尾纤，不同客户侧单板使用的束状尾纤宜相互独立。

（10）设备维护备件的配置应满足日常维护的基本需要，原则上应保证重要单元盘不缺品种。如果线路板采用波长固定的光模块，在备件中应配置波长可调的光模块，方便后期运维管理。

## 八、超长站距光传输系统设计

### （一）系统构成

对于 SDH 系统，超长站距光传输系统是指采用标准单模光纤情况下，除采用功放、预放以外，还需采用前向纠错（forward error correction，FEC）、拉曼放大器、遥泵、受激布里渊散射（stimulated brillouin scattering，SBS）抑制等技术的单跨段无再生中继段光传输系统。

对于 OTN 系统，超长站距光传输系统是指采用标准单模光纤情况下，除采用功放、预放、FEC 以外，还需采用拉曼放大器、遥泵等技术的单跨段无再生中继段光传输系统。

### （二）主要技术措施

1. 光放大技术

（1）掺铒放大技术。掺铒放大器（erbium-doped optical fiber amplifier，EDFA）的核心是掺铒光纤，其原理是在光纤中掺杂稀土离子铒（$Er^{3+}$），利用掺铒光纤作为增益介质，使用激光器二极管发出的泵浦光对信号光进行放大。根据 EDFA 在系统中位置及作用，可分为功放（booster amplifier，BA）、线放（line amplifier，LA）和预放（pre-amplifier，PA）。EDFA 技术比较成熟，应用也最广泛，可视为常规光放大器。就光传输系统而言，功率放大受光纤熔点、噪声、光信噪比（OSNR）的限制。

（2）拉曼放大技术。拉曼（Raman）放大技术利用了光学中的非线性受激拉曼散射（SRS）效应，即弱信号与强泵浦光波同时在光纤中传输，并使弱信号波长置于泵浦光的拉曼增益带宽内，散射过程中一部分泵浦光的能量转移到信号光上，使信号光得到放大。拉曼增益取决于泵浦光功率、泵浦光波长和信号光波长之间的波长差值。拉曼放大器具有良好的噪声特性，在所有类型的光纤中，可以通过改变泵浦光波长放大 300～2000nm 范围内几乎所有的波长，并且具有相对较宽的放大带宽，容易在波分复用系统中实现。拉曼放大器由于采取了分布式放大的机理，具有负的等效噪声指数，相对 EDFA，可以进一步提高传输距离。

（3）遥泵放大技术。遥泵放大是在传输光纤的适当位置熔入掺铒光纤作为增益介质，在端站发送高功率泵浦光，经过光纤传输和合波器后注入铒纤并激励铒离子，进行线路放大。遥泵技术原理如图 21-17 所示。

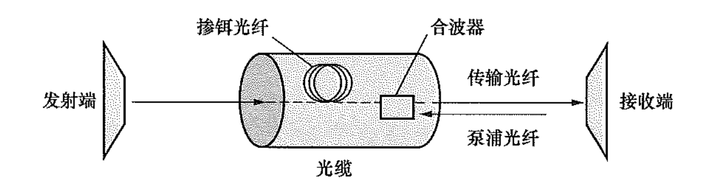



图 21-17　遥泵技术原理

遥泵放大系统（remote optically pumped amplifier，ROPA）包括远程增益模块（remote gain unit，RGU）和远程泵浦板（remote pump unit，RPU）两部分。

RGU 放置在线路中间，内部包含一段掺铒光纤，为 ROPA 子系统提供远端的线路放大介质。

RPU 放置在终端站点，为 ROPA 子系统提供泵浦光源。RPU 板将泵浦激光器的输出光馈入传输光纤，配合安装在线路中间的 RGU，实现光信号的放大。RPU 板具有 C 波段信号放大功能；具有增益调整功能，可对泵浦激光器功率进行调整，增益调整时，进行缓变控制，提高安全性；具有功率自动降低功能，即系统在探测到链路上输入无光时，自动减弱 RPU 板的输出光功率。信号恢复时，又能重新启动，恢复 RPU 板的工作。

RPU 板与 RGU 配合使用，具有噪声系数低、增益可调、增益平坦等特点。

ROPA 系统有单向泵浦同纤应用、单向泵浦异纤应用和双向泵浦双纤应用三种应用形式。目前电力系统主要应用单向泵浦同纤，其信号光和泵浦光通过同一根光纤传输。RPU 板放置在 OTM 站点，通过同一线路光纤与信号反向，向位于线路中间的 RGU 模块提供泵浦能量。

采用遥泵技术需要大功率泵浦激光器，通常采用

瓦级的 980nm 或 1480nm 激光器，以克服长距离光纤损耗问题。根据泵浦光和信号光是否在一根光纤中传输，分为"旁路"和"随路"两种形态，目前一般采用旁路遥泵，要求两端光缆内增加光纤芯数。

遥泵增益单元安装在光缆线路中的适当位置，这些点不需供电设施，也无需维护，但不便之处在于，它需要在适当的位置切断光缆，将掺铒光纤串联到原来的光纤中，施工改动量和难度较大。

2. 色散补偿技术

色散是因光纤传送不同频率或不同模式信号的群速度不同，而引起传输信号畸变的一种物理现象。色散使传输脉冲展宽，产生脉冲码间干扰，从而影响信号的传输距离。

色散补偿主要有两种，一种是光栅型色散补偿模块（dispersion compensating module，DCM），还有一种是色散补偿光纤（dispersion compensating fiber，DCF）。

DCM 利用光栅对不同波长具有不同反射特性的原理对链路色散进行补偿，而且 DCM 插入损耗小且与补偿距离无关，非常适合长站距无中继传输系统中的色散补偿。

DCF 属于一种特殊宽带器件，能有效补偿各种情况的光纤波长，但 DCF 技术的缺点也十分明显，例如，固定补偿值难以满足波长色散的精准控制，在运行控制过程中不可避免地出现数据偏差现象。而且，DCF 插损较大，约为单模光纤的 2 倍。

3. 前向纠错技术

前向纠错技术（FEC）是在发送端对信源增加一定数量的冗余码，并利用软件技术对冗余码进行编码，在接收端根据记录的冗余信息，对传送的信号进行检查和纠正，以此获得增益，从而增加系统的传输距离。

前向纠错技术理论上分为带内前向纠错和带外前向纠错。带内前向纠错由发端在标准帧结构中的专用和空闲码元或开销字节中嵌入符合相应算法的校验码，以便在接收端依据相同算法实现纠错。带外前向纠错以提高传输速率为代价，在标准速率带外增加帧开销，装载前向纠错冗余字节，并形成信道帧，以获得更佳的纠错性能。由于带内前向纠错的校验码字较少，目前主要采用带外前向纠错技术。ITU-T G.975 规定了 RS-255，RS-239 标准编码方式的编码增益和冗余度。目前 10Gbit/s 传输系统多采用前向纠错编码，应用于 2.5Gbit/s 系统的前向纠错编码可产生约 4dB 的增益。

前向纠错技术在不增大光纤信号光功率的条件下提高光信噪比，具有提升系统传输距离的优势，可减少大功率器件的投资，降低施工难度和预防风险。

4. SBS 抑制技术

SBS（受激布里渊散射）是指光纤中单个波长的功率超过一定的阈值时，光子与光纤中的声子发生很强的相互作用，使得散射光显著增强，造成信号光功率抖动及光纤损耗显著变大而影响信号的正常传输。SBS 抑制技术可以通过扩展光信号的谱宽，提高 SBS 阈值。

5. 超低损耗光纤

降低光纤损耗是延长传输距离最有效的方法。此前国外的超长站距传输系统，尤其是海底超长传输，普遍采用 G.654 光纤来延长传输距离，由于 G.654 光纤成本较高，同时与陆地网络中大量应用的 G.652 光纤存在兼容问题，因此并未在国内应用。新型的符合 G.652 标准的超低损耗光纤，在 1550nm 传输窗口的损耗典型值为 0.168dB/km，这大大低于普通 G.652 光纤 0.20dB/km 的典型损耗，因此可以有效地延长系统的传输距离。此外，在 1310、1625nm 的传输窗口及 1450nm 附近的拉曼工作波长范围，该光纤的损耗和偏振模色散（PMD）值也是所有商用 G.652 光纤中最低的，能充分支持与未来超 100Gbit/s 系统的长距离传输。此外，超低损耗光纤的 SBS 阈值比 G.652D 高 1～2dB，偏振模色散系数比 G.652D 小，均适合于超长站距及高速大容量长距离传输。

超低损耗光纤和普通 G.652D 光纤参数比较详见表 21-14。

**表 21-14　超低损耗光纤与普通 G.652D 光纤参数比较**

| 光纤类型 | 超低损耗光纤 | G.652D 光纤 |
|---|---|---|
| 典型损耗@1550nm（dB/km） | 0.168 | 0.200 |
| 典型损耗@1480nm（dB/km） | 0.19 | 0.22 |
| 模场直径@1550nm（μm） | 10.7 | 10.5 |
| 色散@1550nm [ps/（nm·km）] | ≤18 | ≤18 |
| *PMD* [ps/（km）$^{1/2}$] | <0.04 | <0.2 |

（三）光放大技术选择原则及顺序

光传输系统的设计方案必须充分考虑到操作维护的简易性和安全性，特别是在同等改善条件下，更是要遵循此点原则，在方案设计时一般要按照以下顺序：

第一步：首先考虑配置功率放大器（BA），若系统波长未知，需在前端配置 RT-EDFA（转发 EDFA）或 OEO（光电光变换）等设备以保证输出波长的可控性。配置 BA 后，SDH 2.5Gbit/s 和 10Gbit/s 的发送功

率分别达到 17dBm 和 12dBm，OTN 40×10Gbit/s 的发送功率达到 22dBm。此外，OTN 系统波长范围在 1525～1565nm，频谱展宽较大，非线性效应很低，因此可配置总发信功率为 26dB 的高功率放大器（HBA），而不必考虑非线性效应影响。

第二步：配置前置放大器（PA），SDH 2.5Gbit/s 和 10Gbit/s 的接收灵敏度分别达到–34dBm 和–32dBm，OTN 40×10Gbit/s 系统的最小接收功率达到–16dBm。

上述两个步骤还是基于目前最为传统的 BA 和 PA 的设计，技术上非常成熟，且操作维护非常方便，因而也是最为常见的设计。

第三步：配置 FEC 或增强型 FEC，对 SDH 2.5Gbit/s 或 10Gbit/s 速率系统，可提升 3～9dB（典型值为 6dB）编码增益。2.5Gbit/s 以下速率无需加配 FEC，OTN 系统已将 FEC 引入了标准光接口中，不用单配。

第四步：采用 SBS 抑制技术，SDH 2.5Gbit/s 或 10Gbit/s 速率系统的发信功率可进一步提高至 22dBm 和 17dBm。

第五步：配置拉曼放大器，首先考虑在接收端配置后向拉曼放大器，对光传输系统的贡献典型值为 6dB，其次考虑在发送端配置前向拉曼放大器，对光传输系统的贡献典型值为 3dB。

第六步：配置遥泵放大器，对SDH光传输系统的贡献典型值为 10dB，对 OTN 系统的贡献典型值为 8dB。

SDH 2.5Gbit/s、SDH 10Gbit/s、OTN 40×10Gbit/s 系统光放大技术选择及其最大损耗对应关系分别如图 21-18～图 21-20 所示。

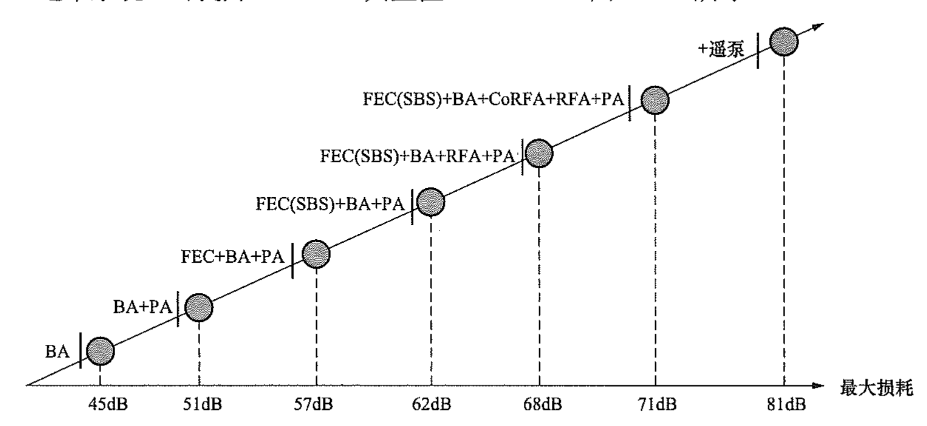



图 21-18　SDH 2.5Gbit/s 系统光放大技术选择及最大损耗关系图

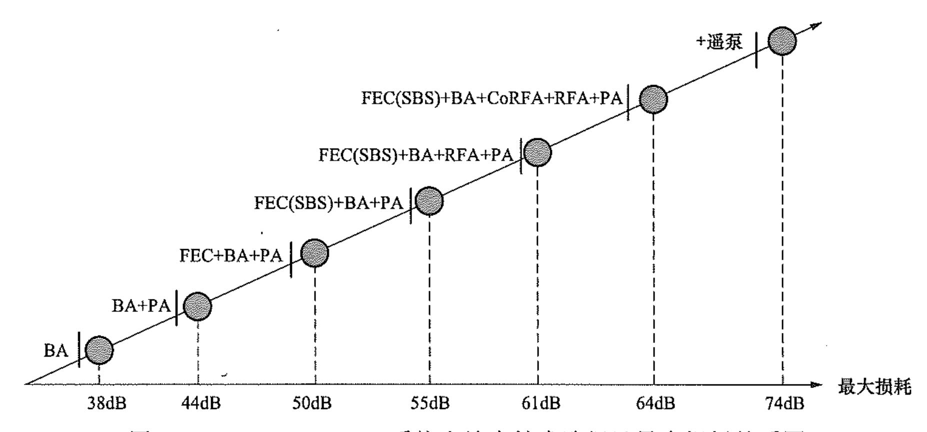



图 21-19　SDH 10Gbit/s 系统光放大技术选择及最大损耗关系图

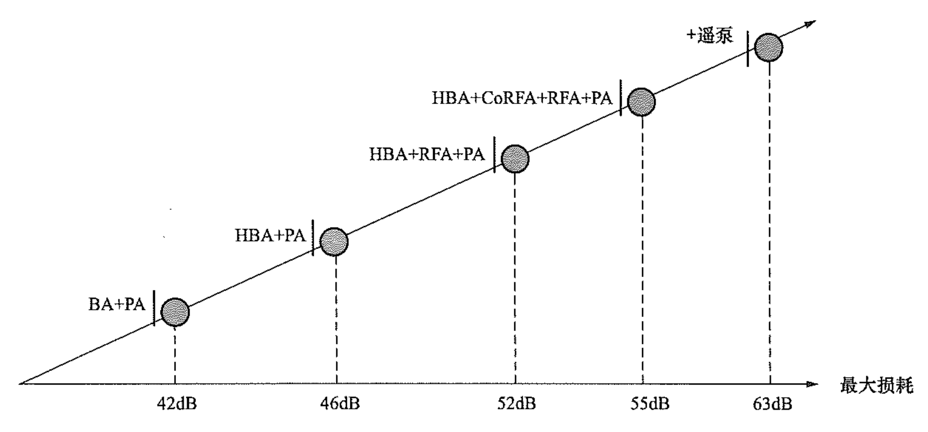



图 21-20　OTN 40×10Gbit/s 系统光放大技术选择及最大损耗关系图

（四）功率受限超长站距典型计算

功率受限超长站距典型计算见表 21-15。

表 21-15　　功率受限超长站距典型计算表

| 制式及速率 | SDH 2.5Gbit/s | SDH 10Gbit/s | OTN 40×10Gbit/s |
|---|---|---|---|
| 放大技术措施 | BA（SBS）+PA+EFEC+双向拉曼+遥泵 | BA（SBS）+PA+EFEC+双向拉曼+遥泵 | HBA+PA+双向拉曼+遥泵 |
| 允许传输损耗最大值（dB） | 81 | 74 | 63 |
| 光通道代价（dB） | 2 | 2 | 2 |
| 活动连接器（dB） | 1 | 1 | 1 |
| 光纤富裕度（dB） | 5 | 5 | 5 |
| G.652 光纤衰减系数（dB/km） | 0.2 | 0.2 | 0.2 |
| 超低损耗光纤衰减系数（dB/km） | 0.18 | 0.18 | 0.18 |
| G.652 光纤功率受限传输距离（km） | 365 | 330 | 275 |
| 超低损耗光纤功率受限传输距离（km） | 406 | 367 | 305 |

## 九、辅助系统构成及配置

（一）网络管理系统

1. 网络管理系统组成

网络管理系统主要由网元/子网管理系统、区域维护终端（X 终端）和本地维护终端（local craft terminal，LCT）组成。

网元/子网管理系统可对全线网元进行管理，其中子网管理系统可提供全网的端到端网络视图，能够管理网络内由不同设备供应商提供的网元或子网，网元管理系统管理由单一设备供应商提供的网元或子网。

X 终端经网管系统授权可对其所运维站点的网元（network element，NE）进行管理。

LCT 主要用于设备安装初始化，但作为辅助管理设备，也可对其进行日常维护管理。

2. 网络管理系统功能

网络管理系统应具有故障管理、性能管理、配置管理和安全管理等基本功能。

（1）故障管理是指对通信网络故障进行检测、隔离、排除和分析等，包括告警监视、告警历史管理、测试、环境外部事件和设备故障等。

（2）性能管理是指提供有关通信设备的运行状况、网络及网络单元效能的报告和评估，包括性能数据收集、性能监视门限的使用、性能数据报告、统计事件和在不可用时间内的性能监视等。

（3）配置管理涉及网络的实际物理安排，实施对网元的控制、识别、数据交换，配置网元和通道，包括指配功能、网元状态的控制和安装功能。

（4）安全管理是指为网络的安全提供周密的安排，一切未经授权的人都不得进入网络系统，具体包括用户管理、口令管理、操作权限管理和操作日志管理等。安全管理涉及注册、口令和安全等级等。

3. 网管系统的配置原则

（1）省际骨干光传输网在国家级网络管理中心配置网管设备，对全线该厂家的 NE 进行管理。在省调（或相当于省调的区域维护管理部门）设置区域管理中心，配置 X 终端，通过该终端对其维护区所辖的该厂家 NE 进行管理。

（2）省级骨干光传输网在省级网络管理中心配置网管设备，对全线该厂家的 NE 进行管理。在地调（或相当于地调的区域维护管理部门）设置区域管理中心，配置 X 终端，通过该终端对其维护区所辖的该厂家 NE 进行管理。

（3）地市骨干光传输网，可以在地市级网络管理中心配置网管设备，对地区内该厂家的 NE 进行管理，也可以在省级网络管理中心配置网管设备，对全省内该厂家的 NE 进行管理，并分散部署 X 终端，实现网络的统一调控和属地运维。

（4）当 OTN 设备和 SDH 设备混合组网且设备同厂商时，可共用网管服务器，网管服务器的性能应满足管理所有网元的要求并留有一定的裕度。

（5）省际/主干、省级/省干传输网络应采用网管服务器主备冗余方式。

4. 网管接口

（1）传输网管系统之间及其与上级管理系统（如 TMN 或 NMS）之间采用标准的 Q3 或 CORBA 接口，

支持向电力通信综合网管系统（或相关管理系统）互联，提供网络拓扑信息、故障告警信息、运行状态信息等数据；支持向光缆监测系统提供光纤衰耗及劣化监测数据；支持向资源管理系统提供网络资源数据。

（2）本地网管系统与网元之间采用 F 接口。

（3）本地维护终端一般采用 F 接口直接接入网元。

5. 网管系统消息传送

（1）带内传送。OTN 传输系统网元与网元之间的数据通信宜采用光监控通路 OSC 中的数据通信通道，SDH 传输系统网元与网元之间的数据通信采用数据控制通路，同一局站内不同物理网元之间的消息传送宜采用局域网（local area network，LAN）互联的方式。

（2）带外传送。网管系统消息带外传送可采用数据通信网（data communication network，DCN）。

1）DCN 必须具有高可靠性，主要数据通信设备和数据传输通道应采用冗余保护。

2）DCN 必须具有足够的传输带宽，以保证网管信息的快速传递。

3）DCN 中的数据通信设备应采用技术成熟的已投入商用的产品，应具有高可靠性。

（3）设备之间通过 OSC、GCC 通道或者 TCP/IP 协议栈通信。

（4）在网络规模较大，网元数量较多，OSC、ESC 通道带宽不够的情况下，可考虑带外 DCN 方式。为提高网络的安全性，带外 DCN 必须与业务网本身相互独立。

### （二）公务联络系统

公务联络系统利用传输网络传送的开销字节为不同的工作站点之间的操作工程师或维护工程师提供语音通信功能。工程的站间公务联络系统一般设置公务联络系统，用于所有局站间的公务联络。

对于设置有网元管理系统及子网管理系统的局站，公务联络信道应延伸至网管室。

公务联络系统应具备选址呼叫方式、群址呼叫方式和广播呼叫方式。

### （三）同步系统

1. OTN 网络同步系统

OTN 网络是基于异步波分的，设备与设备之间不需要同步，但现在很多 OTN 设备除了波分和光交叉以外，还有电交叉，其中 SDH（MSTP）已经成为 OTN 设备的一块板卡，而 SDH/MSTP 是需要同步的，如果配置 SDH/MSTP 这类板卡，就需要配置时钟，并且配置时钟在站点间传递的方式可以在业务波长的带内传送，也可以在 OTN 的管理波长 OSC 中传送。

2. SDH 网络同步系统

（1）SDH 设备的定时工作方式。SDH 设备在网络中的不同应用配置，可以有下述五种不同的定时工作方式：

1）外同步输入定时。SDH 设备时钟的定时基准由外部定时源供给，主要有 G.703 外同步接口、G.703 支路接口、STM-*N* 接口三种类型输入。

2）环路定时。SDH 设备输出的 STM-*N* 信号的发送时钟从相应的 STM-*N* 接收信号中提取，这种简单的定时方式适用于没有外同步接口的星形网配置。

3）通过定时。SDH 设备输出的 STM-*N* 信号的发送时钟从同方向的 STM-*N* 输入信号中提取，通常再生器采用通过定时方式。

4）线路定时。SDH 设备所有输出的 STM-*N* 和 STM-*M* 信号的发送时钟都将同步于从某一特定的 STM-*N* 信号中提取的定时信号，通常无条件采用外同步输入定时方式的 ADM 采用这种方式。

5）内部定时。SDH 设备都具有内部定时源，当所有外同步源都丢失时，可使用内部定时方式。当内部定时源具有保持功能时，首先工作于保持模式，失去保持后，还可工作于自由振荡模式。当内部定时源无保持功能（如再生器）时，只能工作于自由振荡模式。

（2）SDH 设备的同步方式。SDH 设备的同步方式和数字同步网的同步方式、运行状态以及工作环境有关。在 ITU-T 建议 G.803 中规定了 SDH 传送网的四种同步方式，即同步方式、伪同步方式、准同步方式和异步方式。SDH 网的传输性能也因不同的同步方式而受到影响。

1）在同步方式下，所有网络时钟跟踪于网络一级基准时钟，指针调整只是随机出现。这是在单一网络中的常见工作方式。

2）在伪同步方式下，并非所有网络时钟跟踪于同一个一级基准时钟，但所有一级基准时钟都遵从 ITU-T 建议 G.811 的规定，因此指针调整将出现在同步边界网元。这是国际通信和多个网络常见的工作方式。

3）在准同步方式下，所有的同步链路都被禁用，时钟将处于保持或自由运行状态。时钟之间具有相同的标称频率。这时仍能维持负载的传送，但可能出现较多的指针调整。

4）在异步方式下，存在大的频率偏差。这时不要求 SDH 网元仍能维持负荷传送。在劣于$\pm 20\times 10^{-6}$的时钟准确度条件下，要求设备发送 AIS。

（3）综合定时供给系统（BITS）的引接应符合下列原则：

1）光纤通信工程经过同步区中心的，如果需要定

时信号，应从同步区中心引接。

2）光纤通信工程不经过同步区中心的，如果需要定时信号，应从工程所经过的本同步区内某一光纤站系统中导出（该站有传输系统与同步区中心相通）。

3）若上述两项均不具备时，如果需要定时信号，应从同步区内其他定时供给系统引接（该点有 BITS，且其精度和可靠性应符合要求）。

4）全国骨干数字同步网中同步区的划分与省（自治区、直辖市）行政区域一致，同步区中心一般设在省（自治区、直辖市）中心局站。

（4）线形工程的同步方式。根据工程同步段的不同划分，线形工程的同步可分为以下三种方式：

方式一：工程经过若干个同步区，同步段以同步区中心为节点进行划分。如果工程不经过同步区中心时，应在该同步区内找一枢纽光纤站作为节点进行划分。在每个同步段内，应选择从高等级 BITS 引接/导出的信号作为主用同步信号，从本同步段内低等级 BITS 引接/导出的信号或者从其他同步段内高等级 BITS 导出的信号作为备用同步信号。每个同步段内采用线路同步方式，同步段内有“背靠背”站时，采用通过方式（通过设备 155Mbit/s 支路或设备外同步接口）同步。

方式二：工程经过若干个同步区，同步段按同步区范围进行划分，即在一个同步区范围内的段落划分为一个同步段。在每个同步段内，应从本同步区中心的 BITS 引接/导出的信号作为本同步段的主用同步信号，从其他同步区中心的 BITS 导出的信号作为该同步段的备用同步信号。每个同步段内采用线路同步方式，同步段内有“背靠背”站时，采用通过方式（通过设备 155Mbit/s 支路或设备外同步接口）同步。

方式三：对于较小的工程，整个工程可作为一个同步段，或者由于其他特殊原因，方式一和方式二中相邻的几个同步段也可合并为一个同步段。在同步段内，从高等级 BITS 引接/导出的信号作为主用同步信号，从低等级 BITS 引接/导出的信号作为备用同步信号，整个同步段内采用线路同步方式。段内有“背靠背”站时，采用通过方式（通过设备 155Mbit/s 支路或设备外同步接口）同步。

（5）环形工程的同步方式。根据工程同步段的不同划分，环形工程的同步可分为以下两种方式：

方式一：环形工程经过若干个同步区，根据网元的多少以及维护习惯可将一个或相邻的多个同步区内的段落划分为一个同步段。对于由一个同步区内的段落组成的同步段，应从本同步区中心的 BITS 引接/导出的信号作为主用同步信号，从其他同步区中心的 BITS 导出的信号作为该同步段的备用同步信号。每个同步段内采用线路同步方式。对于由多个同步区内的段落组成的同步段，在本同步段内，应选择从高等级 BITS 引接/导出的信号作为主用同步信号，从本同步段内低等级 BITS 引接/导出的信号或者从其他同步段内高等级 BITS 导出的信号作为备用同步信号。每个同步段内采用线路同步方式。

方式二：对于较小的环形工程，整个工程可作为一个同步段。原则上应保证同步信号引接的一主一备。对于环形工程，方式一适用于跨越同步区的大环的同步，如果要承担传送同步网定时信号的任务，应将多个同步区组成一个同步段。实际应用中，工程可根据具体情况，不同系统使用不同的同步方式，以适应传送同步网定时信号和不传送同步网定时信号的要求。

（6）工程中同一局站的不同系统应尽量直接从 BITS 引接定时信号，不推荐系统复接或级联方式。

（7）所有同步工作方式都应避免定时信号构成环路。

## 十、局站设置及相关要求

### （一）局站类型

光纤通信站分为端站和中继站：端站一般设置在调度中心、变电站、发电厂；中继站按业务上下可分为纯光中继站、上下业务中继站和不上下业务中继站，按建站位置可分为塔下中继站、厂（站）中继站。

### （二）站址选择原则

为减少生活设施建设费用，方便维护人员的生活管理，提供可靠电源，在有条件时，中继站应首先考虑设在发电厂、变电站和电力管理部门。

OPGW、ADSS 光缆线路进入厂（站）中继站前，尽可能采用 OPGW、ADSS，不能直达至中继站的光缆线路可采用跨接方式。跨接光缆应满足相应技术要求。

非厂（站）中继站应按无人值班站设计，原则上采用塔下站方式，设置应符合以下要求：

（1）应保证数字传输系统的传输质量指标，同时考虑系统发展及技术经济等因素。

（2）站址不应偏离光缆线路路由走向过远。

（3）站址应选在交通方便，靠近可靠电源、水源和居民区地区，以节约建设资金，同时给电路安全稳定运行和运行管理创造条件。

（4）站址应选在地势较高或地下水位较低、地质稳定适于建筑的地点。

（5）站址选择应符合国家有关土地管理政策，不占或少占农田。

（6）站址不宜选在采矿区、积雪危险区、地震区、雷击区等自然条件极为不利的地区。

（7）站址不应选在生产过程中散发较多粉尘和产生腐蚀性气体，腐蚀性排放物的工业企业附近。

（8）站址应避开经常有较大震动及噪声干扰的地方。

（9）站址应避开易燃易爆品仓库和生产过程中容易产生火灾、爆炸危险的工业企业。

（10）站址不应选在易受洪水威胁的地方。宜在50年一遇的洪水位之上，否则应有防护设施。

（11）中继站要建筑在安全、稳定、可靠的地方，要保证各项设施长期、安全、稳定运行，发挥投资的经济效益。

## 第三节　电力线载波通信

电力线载波（Power Line Carrier，PLC）通信是利用电力线作为信息传输媒介，并通过载波方式将模拟或数字信号进行高速传输的一种特殊通信方式。其最大特点是具有通道可靠性高，抗破坏能力强，投资少，不需要架设专用线路等优点。由于光纤通信具有衰耗小、容量大的特点，光纤通信发展迅速，在电力系统的使用越来越普遍，常作为电力系统的主要通信方式。但是，由于电网结构的复杂性，没有任何一种单一的通信手段能够全面满足各种不同类型和不同规模的电网信息传输要求，因此，电力系统通信网必将采用多种通信方式并存、互为备用的混合通信方式，而电力线载波通信也成为电力系统一种基本的通信方式。当线路无法满足继电保护双光纤通道路由要求或经过重冰区时，可考虑采用电力线载波作为备用或应急通信方式。

目前，广泛应用的电力线载波通道主要集中在高压（35kV及以上）电力线上。中低压（10kV及以下）电力线载波通道在阻抗、噪声、衰减等方面均有不同特性。在阻抗方面，一般来说信号频率越大阻抗将越小，但由于接入电力线的负荷类型不同，负荷接入和断开在时间上无规律，使得线路上阻抗变化在实际情况下变得不可预测。在噪声方面，低压电力线与种类繁多的负荷进行连接，同时由于电力线屏蔽性较差容易引入外界干扰，因此低压电力线上存在各种复杂的噪声干扰，按照其特点可分为有色背景噪声、窄带噪声、同步于工频的周期脉冲噪声、异步于工频的周期脉冲噪声和随机噪声等。在衰减方面，低压电力线是非均匀分布的传输线，不同性质的负荷接入将导致传输信号的衰减，信号的衰减与传输距离、传输信号的频率和电源相位有密切关系，由于负荷接入的随机性，使得信号衰减程度在不同时段和地点都存在较大的差异。

中低压电力线载波通道在阻抗、噪声、衰减等方面与高压完全不同，其设计手段还不够成熟，因此，本节仅就高压电力线载波设计做简要描述。

### 一、基本原理及构成

电力线载波通信基本原理及设备构成示意如图21-21所示。A端的保护、远动、电话及数据信号通过调制变换成适合电力线传输的高频信号，经高频电缆、结合滤波器和耦合电容器送至电力线上，沿电力线传输到B端，再经耦合电容器、结合滤波器和高频电缆进入电力线载波终端设备，由相应频带的收信滤波器选取高频信号，通过反调制还原A端信号。按同样方式可以将B端的话音信号传输到A端，从而实现电力线载波通信。

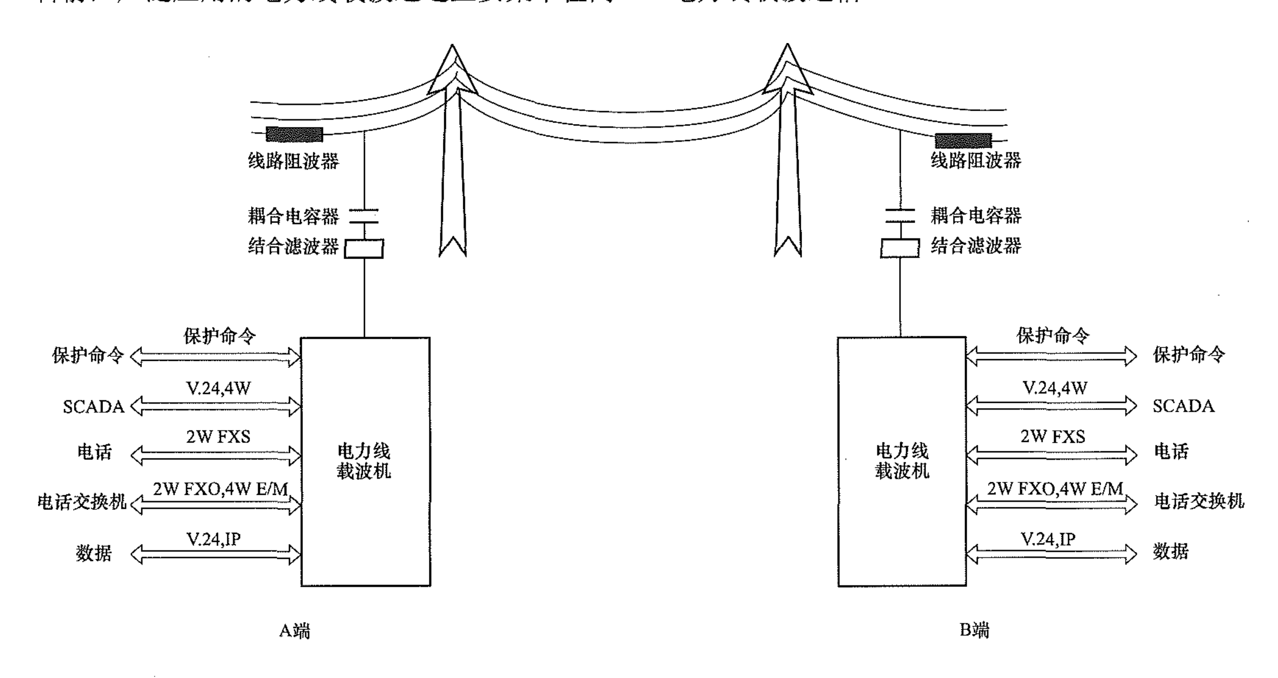



图21-21　电力线载波通信基本原理及设备构成示意图

## 二、电力线载波通信的特点

（1）可靠性较高。电力线载波利用电力线进行载波通信，不需要单独架设线路和维护线路，输电线具有极高的机械强度和可靠性，因此电力线载波通信可靠性较高。

（2）通道建设便捷，投资相对较低。电力线载波通道往往先于变电站完成建设，对于新建电站的通信开通十分有利，载波通道建设只需结合加工设备的投入而无须考虑线路投资。

（3）传输频带受限，传输容量相对较小。在高压电网中，一般考虑到工频谐波及无线电发射干扰电力线载波的通信频带限制于 40～500kHz 之内，按照单方向占用 4kHz 带宽计算，理想情况下一条线路可安排 115 条高频载波通道。但由于电力线路各相之间及变电站之间的跨越衰减有限（13～43dB），不可能理想地按照频谱紧邻的方式安排载波通道，因此，真正组成电力线载波通信网所实现的载波通道是有限的，在当今通信业务大大开拓的情况下，载波通道的信道容量已成为其进一步应用的“瓶颈”问题。

（4）传输性能较差。线路阻抗变化大，在线路上呈波动状态，在通道加工不合理、不完善、存在容性负荷以及 T 接分支线时，会加剧载波通道的阻抗变化，甚至中断通信。

（5）通道设计复杂。电力线载波是利用电力线相导线来传递信号，由于输电线路的非对称型和不均匀性，各相间的相互串扰影响频率分配，加剧了通道设计的复杂性。

## 三、电力线载波机类型

电力线载波机主要包括音频和信道两部分。根据音频部分是否采用复接技术以及信道部分所采用的调制方式，可将电力线载波机分成模拟载波机、数字化载波机和全数字载波机三类。

模拟载波机音频部分采用频分技术，模拟信号直接接入，信道部分采用单边带幅度调制方式，该类载波机系统容量小，中继时会有噪声积累，通话质量相对较差。

数字化和全数字载波机是目前广泛使用的两类载波机，在音频部分都采用数字复接技术，提高了系统容量。在信道部分，前者仍然采用单边带幅度调制方式，可实现与模拟载波机的兼容；后者则采用数字调制技术，抗干扰能力强，通信质量高。

## 四、设计原则

工程设计应充分利用电力线载波资源，使所设计的电力线载波通信与电力系统内的其他通信方式统筹组网，组成与现代电力系统安全生产调度相适应的通信网络。

电力线载波通信的系统设计和工程设计应以经过有关主管部门审查的电力系统设计为依据，并应与其他通信方式共同满足调度自动化、继电保护和安全自动装置信息传输的要求。

电力线载波通信是电力系统特有的通信方式，是电力系统通信网的组成部分。在作电力线载波通信系统设计时，就应考虑地区间、省间电力系统联网，新旧电力线载波通信系统之间的协调配合，电力线载波通信与其他通信方式之间的合理布局等全局性的问题，避免不必要的更新改造和重复投资。

电力线载波通道的设计与计算，是确保电力线载波通道稳定，可靠运行的重要环节，也是保证电路质量的必要环节，通道设计主要是根据电网调度的隶属关系和电网的一次接线情况，按照电力线载波电路传输质量的要求，以及电网对通道用途和传输信息的要求，进行通道组织、衰减计算、设备选型和频率分配。

电力线载波通道的设计依据通道的高频参数、电力线载波设备的技术条件及所要求的传输质量指标等进行。

结合我国电力通信发展实际情况，合理利用载波频率资源，贯彻电力通信网“完整性、统一性、先进性”和“经济、高效、安全”的基本原则。

工程设计应从实际出发，充分考虑使用、维护及施工的要求，确保通信质量，做到技术先进、经济合理、安全可靠。

工程设计必须贯彻执行国家技术经济政策和通信行业的相关技术要求，以及有关国家标准、规范的规定。

## 五、通道组织

载波通道的组织包括确定通道的路径、耦合方式、结合相别、终端站或枢纽站的选择、中间站的转接方式等。合理的通道组织可以降低投资，提高通道的利用率及运行的灵活性和可靠性。

电力线载波通道作为备用或容灾的通信方式存在，在不具备第二路由的情况下，才选用电力线载波通道作为备用路由。现在高压电力线路上载波通道已很少，因此在选择载波路由时，应考虑通道衰减小、使用方便和宜于组织等要求，为此应力求将通道建立在距离短和中间站少的线路上。

1. 耦合方式和耦合相

（1）常用的耦合方式有“相—地”和“相—相”两种，如图 21-22 和图 21-23 所示。“相—地”耦合是在 330kV 及以下线路广泛运用的一种方式，这种方式

在每个耦合点上只需一个耦合电容器和线路阻波器，在设备的使用上比较经济，其主要缺点是衰减大，而且在耦合相发生接地故障时安全性较差。“相—相”耦合在每个耦合点上装两台耦合电容器和线路阻波器，费用约为“相—地”耦合的两倍，尽管费用较高，但衰减较小，线路故障时安全性较高，发送和接收干扰均较小，在500kV线路普遍采用。除此之外，电力线载波还可采用线间耦合和架空地线耦合，相分裂导线束间耦合等方式。

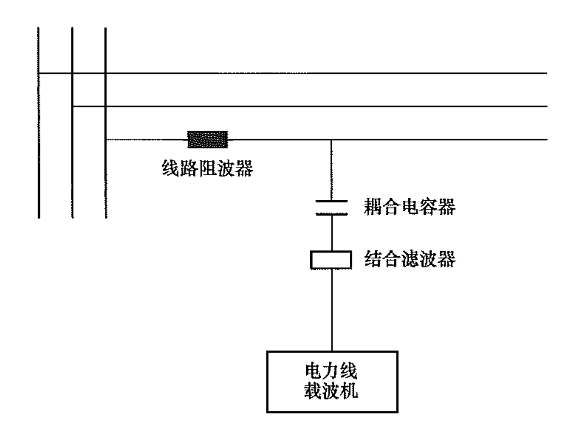



图 21-22 “相—地”耦合方式示意图

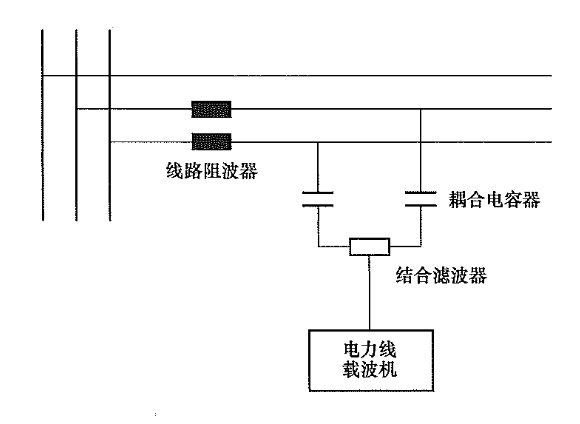



图 21-23 “相—相”耦合方式示意图

（2）到达同一发电厂、变电站、开关站的载波通道应尽量相互独立，当只有一回输电线路时，各载波通道应安排在不同相上。

（3）当一回输电线路上装有多套高频保护时，高频相差保护暂可占用一相，在其他两相上，高频保护收发信机宜与载波机并联运行。当条件具备时，应采用电话、远动、高频保护信号在同一载波机中复合传输的方式。

2. 噪声和干扰

电力线载波系统的噪声主要由线路的电晕放电产生，电晕放电取决于导线表面的电位梯度，线路电压等级不同、设计参数不同、导线表面电位梯度也不同。不同电压等级在4kHz带宽内的均方根噪声功率电平取值范围见表21-16。

**表 21-16 各种电压等级线路 4kHz 带宽内噪声电平范围**

| 线路电压等级（kV） | 噪声电平范围（dBm） |
|---|---|
| 35 | <−45 |
| 110 | −40～−30 |
| 220 | −30～−22 |
| 330 | −26～−20 |
| 500 | −15～−10 |
| 750 | −10～−5 |

导线表面的污染、潮湿、雨水、湿雪能产生很高的噪声电平，线路结构、海拔高度、已用时间、天气状况及污染也对电晕有很大影响。因此，噪声电平应按地区特点及实际经验选取适当数值。不良天气条件下的噪声电平相当于表21-16中较高数值。

严重污染地区（如沿海地区的盐质污染），电晕噪声将增大10dB甚至更多。海拔高度增加1000m，电晕噪声约增加3dB。载波频率越高，电晕噪声越小，变化速率为1.5～3dB/km。小于100km的短线路降低的速率较小。200km以上的长线路在频率高于200kHz时，电晕噪声不再随线路长度变化。

线路换位对电晕噪声的影响较小，一般减少2～4dB。

新线路比旧线路的电晕噪声要高2～10dB。

不同频率带宽的噪声功率电平修正值用下式计算（当现有运行的电力线载波通道有可靠的实测数据时，应采用实测值）

$$VP_n = 10\lg\frac{B}{4}$$

式中 $VP_n$——噪声功率电平修正值，dB；

$B$——实际宽带，kHz。

由多个载波转接段构成的通信电路，还应计入噪声积累的影响。

电力线载波通道间会产生相互干扰：①来自相邻地方运行的电力线载波机通过线路阻波器的泄漏和平行导线间能量耦合所产生的干扰；②发送机的输出信号和无用产物由于泄漏辐射干扰其他通道。这两种干扰都必须予以限制，如正确使用频率，从地理位置上将干扰系统分割开并作必要的保护，限制载波机的高频输出功率等。

3. 信噪比容限

（1）模拟载波通道的允许最高工作频率应保证在不良天气条件下接收端的电话信噪比不低于26dB，采用移频键控方式（frequency-shift keying，FSK）传输远动或数据信号时的信噪比不低于16dB。

（2）数字载波通道信噪比容限，不同的传输速率

$C_d$下的信噪比（signal-to-noise ratio，SNR）容限应满足表 21-17 要求。

**表 21-17　信噪比容限要求**

| $C_d$（kbit/s） | *SNR*（dB） | $C_d$（kbit/s） | *SNR*（dB） |
|---|---|---|---|
| 39.6 | 46 | 21.6 | 24.0 |
| 36.0 | 40 | 18.0 | 21.0 |
| 32.4 | 34 | 14.4 | 18.0 |
| 28.8 | 30 | 9.6 | 15.0 |
| 25.2 | 27 | 4.8 | 13.0 |

信噪比容限的测试采用高斯白噪声作为干扰信号，在被测机的差接滤波器接收端和接收滤波器的输入端口用汇集桥接入白噪声发生器，在误码率为 $10^{-5}$ 情况下，设定指定的传输速率，调节白噪声发生器的输出值 $N_d$，使载波机刚好能同步。此时的信号平均功率电平为 $S_d$，高斯白噪声为 $N_d$，则 $SNR=S_d-N_d$。

为保证通道音频输出端信噪比，在进行电力线载波通道设计时，必须留有足够的储备电平，从而在通道总衰减 $A_{TOT}$ 因各种原因变化时，通道的实际接收电平不会低于最低收信电平 $P_{min}$。根据 GB/T 14430—1993 规定，不同用途、不同地区条件的通道储备 $P_{st}$，建议按表 21-18 取值。

**表 21-18　通道储备电平**

| 通道性质 | 通道储备电平 |
|---|---|
| 一般通道 | 4 |
| 重要通道 | 6～9 |
| 结冰或严重污染地区的通道 | 9～13 |

4. 最低入口功率

专用电力线载波收发信机的高频保护通道在正常条件下接收机最低入口功率电平参考 DL/T 524—2002《继电保护专用电力线载波收发信机技术条件》规定，收信灵敏启动电平为+4dBm，另外考虑继电器可靠吸动的储备电平 2dB 和通道储备电平 9dB，故 220、330kV 线路一般为 15～16dB，500kV 可靠性要求更高，一般为 17～18dB。

对复用、交替复用电力线载波传送保护信号的高频保护通道，GB/T 15149.1—2002《电力系统远方保护设备的性能及试验方法　第 1 部分：命令系统》中建议的性能参数建议值见表 21-19。对具体产品在不同信噪比、不同的实际传输时间可测量安全性、可信赖性值作出特性曲线。标称收信电平值由具体产品标准规定。

## 六、频率安排

（1）载波频率安排的目的是保证电力线载波通道本身的传输质量标准，抑制相邻通道间的相互干扰，频率资源紧张时还需考虑最大限度的利用频率资源。

（2）为了经济合理地利用电力线载波频率资源，将载波频率范围按基本载波频带（通常以 *B* 表示）的整倍数，依据电力线技术条件要求的频带间隔，划分组合载波通道，一般遵循以下原则：

相邻通道的载波机互为干扰机和被干扰机，它们之间的频率间隔应考虑发信—发信，发信—收信，收信—收信三种情况：

对于直接并联在同一相上运行的载波机，考虑其发信—发信频带间隔的因素：有限制干扰载波机对被干扰载波机发信功率放大器过负荷的影响、限制干扰载波机对被干扰载波机发信功率分流的影响。

**表 21-19　各种远方保护系统性能参数建议值**

| 远方保护方式 | 最大实际传输时间 $T_{ac}$(ms) | | 通道质量 | | 噪声持续时间 $T_B$(ms) | 安全性 $P_{uc}$ | | 可信赖性 $P_{mc}$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 模拟 | 数字 | | | | |
| | 模拟 | 数字 | *S/N*(dB) | *BER* | | 模拟 | 数字 | |
| 闭锁式 | 15 | 10 | 6 | $10^{-6}$ | 连续噪声 | — | | $<10^{-3}$ |
| | 15 | 10 | 最差 *S/N* 或 *BER* | | 200 | $<10^{-3}$ | $<10^{-4}$ | — |
| 允许式欠范围 | 20 | 10 | 6 | $10^{-6}$ | 连续或脉冲噪声 | — | | $<10^{-2}$ |
| | 20 | 10 | 最差 *S/N* 或 *BER* | | 200 | $<10^{-4}$ | $<10^{-7}$ | — |
| 允许式超范围 | 20 | 10 | 6 | $<10^{-6}$ | 连续或脉冲噪声 | — | | $<10^{-3}$ |
| | 20 | 10 | 最差 *S/N* 或 *BER* | | 200 | $<10^{-3}$ | $<10^{-7}$ | — |
| 远方跳闸式 | 40 | 10 | 6 | $<10^{-6}$ | 连续或脉冲噪声 | — | | $<10^{-3}$ |
| | 40 | 10 | 最差 *S/N* 或 *BER* | | 200 | $<10^{-6}$ | $<10^{-8}$ | — |

注　上述最大实际传输时间适用于超高压系统。较低电压系统允许的传输时间可能较长。频带宽度减小时，传输时间也会较长。

考虑发信—收信频带间隔与收信—收信频带间隔的因素基本一致即限制收信支路可能出现的过负荷、满足串音指标的要求。两者的差别在于发信对收信的干扰影响要比收信对收信大得多。

实际工作频率选用的原则：

1）优先安排远方保护和重要用户的载波通道频率；

2）先长通道，后短通道；

3）在满足信噪比和线路衰减的条件下，选用较高频率，保留较低频率；

4）对可能覆冰的线路，选择较低频率。

（3）电力线载波通道和频率的安排必须综合考虑电话、远动、高频保护和安全自动装置等通道的要求。为传送保障电力系统安全运行的远方保护信号的通道应予特别优先考虑和安排。

（4）电力线载波通道和频率的安排应统筹考虑原有通道和新设计通道所使用的频率，确保各通道之间的相互串扰不超过规定值，当通道之间的相互串扰不能满足要求时，应按局部服从全网、低电压服从高电压的原则进行调整。

（5）电力线载波通信系统的频率安排应考虑充分利用频率资源，按照各系统的实际需要，应采取频率分区隔离措施，以重复使用相同的频率。在实行分区隔离的厂站，在两个相邻的隔离区之间不得组织高频桥路。不同电压等级的输电线路之间不宜组织高频桥路。

1）同一地区或同一系统内，电力线载波机应选用同一基本载波频带。

2）当载波通道一个方向上的线路传输基本载波频带宽度为 4kHz（或 2.5kHz）时，载波频带两边缘频率间隔应是 4kHz（或 2.5kHz）的整数倍。

（6）在同一电力系统中，各通道之间的串音防卫度满足下列数值时，方能重复使用相同的频率：

1）可懂串音防卫度可暂按大于等于 55dB 考虑。

2）不可懂串音防卫度大于等于 47dB。

3）远动串音防卫度大于等于 16dB。

远方保护专用机对来自其他相邻通道的干扰电平，信号干扰比大于等于 17dB。

仅在电力系统发生故障时才发短暂信号的高频保护通道对载波通信通道的干扰影响可以不考虑。

（7）同一载波机的发信与收信之间，同一电力系统内各载波通道、高频保护通道之间的最小频率间隔应符合相应载波机、高频保护收发信机的技术规范。当防卫度特性不相同时，它们之间的频率间隔应由防卫度特性较差的载波机或高频保护收发信机的要求确定。

（8）当载波通道上有短分支线路而且无阻波器时，载波通道的工作频率不得取为 $75N/L_{FZ}$（单位为 kHz），其中 $L_{FZ}$ 为分支线长度（单位为 km），$N$ 为正整数。在一般情况下，在分支线的 T 接点上安装阻波器。

（9）各输电线路之间以及同一输电线路相线之间相地耦合的跨越衰减设计建议值见表 21-20。

**表 21-20　跨 越 衰 减 建 议 值**

| 电力线情况 | 跨越方式 | 跨越衰减（dB） | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 无阻波器 | | 一只阻波器 | | 二只阻波器 | |
| | | 近端 | 远端 | 近端 | 远端 | 近端 | 远端 |
| 同一电力线或同杆架设的双回线 | 不同相 | 17 | 6 | 17 | 6 | 17 | 6 |
| 同母线不同电力线 | 同名相 | 0 | 0 | 17 | 13 | 26 | 17 |
| | 异名相 | 17 | 6 | 26 | 13 | 35 | 22 |
| 不同电压等级的电力线 | 同名相 | 22 | — | 30 | — | 39 | — |
| | 异名相 | 30 | — | 39 | — | 43 | — |

注　当电力线载波通道间的跨越衰减有可靠的实测数据时，应采用实测值。

（10）高频保护收发信机与载波机并联时，宜加装分频滤波器或高频差接网络，其相互分流及（或）传输衰减值应能满足各通道的传输质量指标。一般载波线路长度超过 50km 时可采用分频滤波器，50km 以内时可采用高频差接网络。载波机与连续发信的高频保护收发信机的载漏、谐波输出电平不得超过规定值。

## 七、通道计算

### （一）交流电力线载波通道计算

1. 110、220kV 线路的载波通道的总衰减

110、220kV 线路的载波通道的总衰减可按下式计算

$$A_{tot} = kl\sqrt{f} + 7.0N_1 + 3.5N_2 + 0.9N_3 + A_{cab} + A_{ter} \quad (21\text{-}12)$$

式中 $A_{tot}$——电力线载波通道总衰减，dB；

$k$——与线路有关的衰减系数，110kV 输电线路取 $8.7\times10^{-3}$；220kV 输电线路取 $6.5\times10^{-3}$；

$l$——输电线路长度，km；

$f$——工作频率，kHz；

$N_1$——通道中高频桥路数；

$N_2$——通道中中间载波机与无阻波器分支线数之和；

$N_3$——通道两端并联载波机与有阻波器分支线数之和；

$A_{cab}$——高频电缆的衰减，等于电缆每千米衰减值（dB/km）与其长度（km）的乘积（如电缆不长，此衰减可忽略不计），dB；

$A_{ter}$——终端衰减，取为 5.7dB，其中发送终端衰减为 3.5dB，接收端因结合设备使信号和噪声同时衰减，不影响信噪比，所以不计结合设备的衰减，相—地耦合 1.3dB、相—相耦合 2dB。

2. 330kV 及以上电压等级输电线路的载波通道总衰减

330kV 及以上电压等级输电线路的载波通道总衰减按下式计算

$$A_{tot}=A+A_{OH} \tag{21-13}$$

式中　$A_{tot}$——通道总衰减，dB；

$A$——线路衰减，dB；

$A_{OH}$——耦合衰减，dB。

（1）线路衰减 $A$ 按下式计算

$$A=\alpha_1 \cdot L+2A_c+A_{add} \tag{21-14}$$

式中　$\alpha_1$——最低损失模式的衰减常数，dB/km；

$L$——输电线路长度，km；

$A_c$——模式转换损失，即全部模式的总输入功率电平与最低损失模式以外的其他模式的输入功率电平的差值，dB；

$A_{add}$——由于耦合电路、换位等不连续性引起的附加损失。

最佳耦合方式的模式转换损失 $A_c$ 如图 21-24 所示。

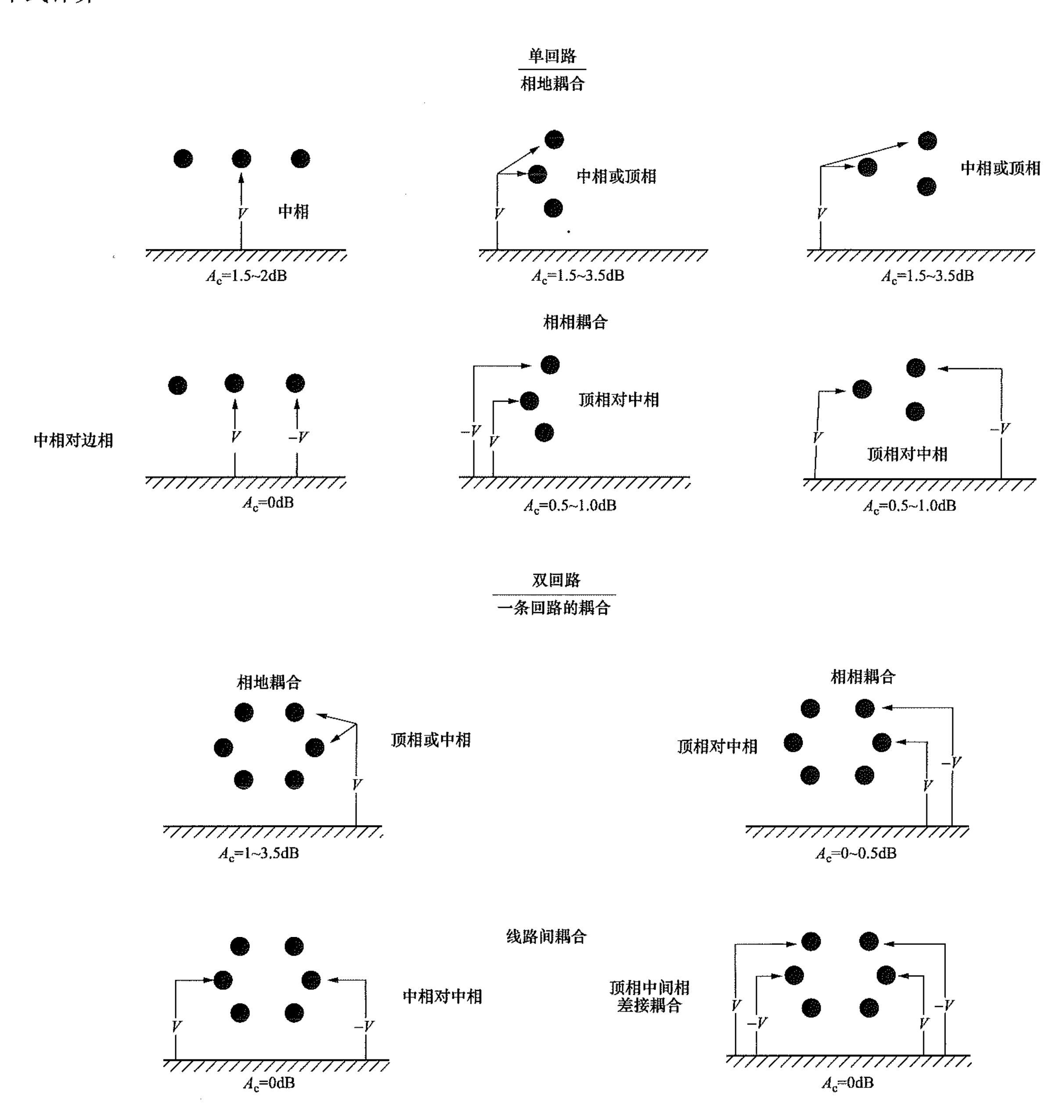



图 21-24　最佳耦合方式的模式转换损失 $A_C$

衰减常数 $\alpha_1$ 取值按下式计算

$$\alpha_1=7\times10^{-2}\left(\frac{\sqrt{f}}{d_c\cdot\sqrt{n}}+f\times10^{-3}\right) \tag{21-15}$$

式中 $f$——载波通道工作频率，kHz；

$d_c$——分裂子导线直径，mm；

$n$——每相分裂子导线根数。

图 21-25 为以式（21-15）为基础求出的曲线，可用查曲线方法代替计算。

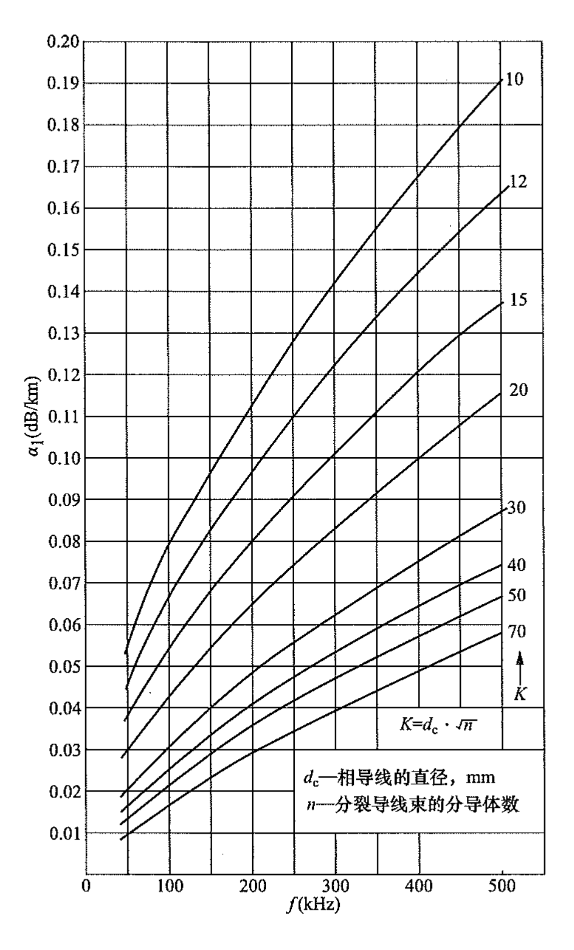



图 21-25 最低损失模式的线路衰减常数 $\alpha_1$

（2）耦合衰减 $A_{OH}$ 可按下式计算

$$A_{OH}=A_{ZB}+A_{JL}+A_{BJ} \tag{21-16}$$

式中 $A_{ZB}$——由两端阻波器引起的分流损失，最大值不超过 5.2dB；

$A_{JL}$——由发送端结合滤波器引起的工作衰减，最大值不超过 1.3dB（相—地耦合）、2dB（相—耦合），接收端因结合滤波器使信号和噪声同时衰减，不影响信噪比，故不计；

$A_{BJ}$——由并联载波机或高频保护收发信机引起的分流损失，其值与式（21-12）中的 $0.9N_3$ 相同。当现有运行的电力线载波通道有可靠的实测数据时，应采用实测值。

当采用图 21-26(a)所示的耦合时，附加损失 $A_{add}$ 为 6dB，当采用图 21-26（b）及图 21-26（c）所示方式时，附加损失 $A_{add}$ 为 8～6dB。

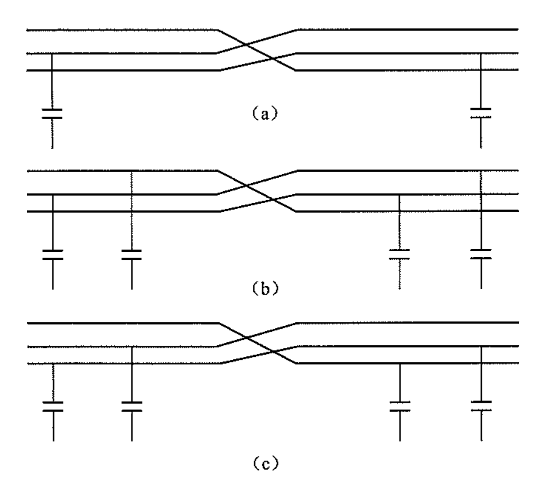



图 21-26 电力线载波通道耦合方式示意图

（a）一次换位 B 相相—地耦合；（b）一次换位 A、B 相相—相耦合；（c）一次换位 B、C 相相—相耦合

（3）必须通过中间厂站组织长通道而接收终端又不能满足规定的信号噪声比时，可在中间厂站进行中频、音频或增音机进行转接。当拟装增音机的增音段间的跨越衰减满足式（21-17）时，可用直放式增音机。

$$G\leqslant A_{Ka}-4.3 \tag{21-17}$$

式中 $G$——所要求的增音机增益，dB；

$A_{Ka}$——输出电路与输入电路之间的跨越衰耗，dB。

**（二）直流电力线载波通道计算**

直流电力线载波通道的衰减计算与交流电力线载波通道计算相同。

## 八、电力线载波设备的选型

1. 电力线载波机

（1）制式。电力线载波机主要有模拟式和数字式两种制式。模拟电力线载波机在基本载波频带内通过采用单边带幅度调制或频分复用等模拟的信号调制方式实现语音和数据传输。数字电力线载波机采用数字调制技术，在基本载波频带内通过时分复用（TDM）、语音压缩实现语音和数据传输，并且在高频线路侧传输数字制式已调波信号。电力线载波机由传统的集成电路模拟式发展成数字式，使得载波机的调试、运行、维护极为方便，可靠性大为提高，传输容量相当于模拟载波机传输容量的 2～4 倍，应用广泛。但是，数字式载波机的传输容量除与信噪比、带宽有关外，还与线路上的干扰、失真有关系，因此并不是在所有的线

路上都能达到最高传输速率。由于数字式载波机是一种同步通信方式，当误码率小于 $10^{-3}$ 时，数字式载波机的同步不受影响，当干扰特别严重，误码率大于 $10^{-3}$ 时，同步会丢失，载波机就会重新去同步，这样会造成话音、数据传输的中断，使信息无法传输，特别对于断路器开关有频繁操作的线路会形成很高的脉冲密度，从而导致严重干扰，这些干扰会导致数字式载波机无法同步、无法运行，因此在现场使用中应注意不能一味地选用数字式载波机，要针对通道的实际状况来选用。对通道状况、信噪比以及干扰、失真、传输时间满足要求的可选用数字式载波机，对通道上频繁出现瞬时中断、突发干扰比较严重、信噪比过低和传输时间有限制的应降低传输容量的要求，选用模拟式载波机。

（2）发送功率与接收功率。发送与接收功率等级应与线路电压等级、噪声水平、通道传输质量等要求相适应。

（3）载波侧标称阻抗。标称阻抗应选用 75Ω（不平衡式）。

（4）载波频率间隔。选用的载波机的频率间隔应有利于充分利用电力线载波通信频率资源，并便于全系统的频率分配。

（5）音频频带的分配。音频频带的分配应满足话音、远动、高频保护和安全自动装置等复合信号的传输要求。一般，话音频带为 300～2000Hz、300～2400Hz、300～3400Hz；远动信号速率按 50、200、300、600baud 考虑；高频保护及安全自动装置信号速率为 50、100、200、600bit/s 或与话音频带交替复用。对移频键控方式的远动信号专用的载波机，速率可按 1200baud 考虑。当采用其他调制方式时，可根据具体设备性能参数确定传输速率。

（6）供电方式。一般采用直流–48V 或（和）交流 220V 两种供电方式，需要时也可采用其他电压等级，当采用直流供电方式时，载波机应具备两路电源供电且带自动切换功能。

（7）呼叫系统。可以带小型呼叫选择器（自动盘），也可以作为长途自动电话交换网的中继线使用。

（8）机型选择。同一地区或同一厂站的载波机应便于相互转接、便于运行维修。

（9）终端接口。载波机的终端接口应能与通信系统中的其他设备相匹配。

2. 线路阻波器

线路阻波器对高频信号呈现高阻抗，而对工频电流基本不呈现阻抗，从而提高载波通道的稳定性。由于线路阻波器串联在输电线路上，所以必须满足强电上的要求，因此线路阻波器的基本特性既包括强电的工频特性，又包括通信的高频特性。

（1）工频特性。工频特性主要包含额定连续电流和额定短时电流两个主要技术要求。额定连续电流是指在规定的工业频率下，连续流过阻波器而不引起其温升超过要求的最大有效值电流，它应不小于阻波器所在线路导线可能流过的最大工作电流。IEC 和国际推荐值为 100、200、400、630、800、1000、1250、1600、2000、2500、3150、4000A。额定短时电流是指能承受的短路电流的稳态有效值，在规定时间内流过主线圈不引起热或机械的损伤。上述短路电流第一个半波的不对称峰值是该值的 2.55 倍。IEC 和国际的推荐值为 2.5、5、10、16、20、25、31.5、40、50、63、80kA。额定连续电流和额定短时电流有相应的配合关系，见表 21-21。在实际应用中，由于系统短路电流较大，按照额定连续电流选择的阻波器，其相对应的额定短时电流不一定满足要求，此时就必须考虑是否选用更高一档额定连续电流或采用表 21-21 中系列 II 的阻波器，或者向制造厂提出特殊订货要求。

**表 21-21 线路阻波器额定连续电流和额定短时电流配合表**

| 额定连续电流（A） | 额定短时电流（kA） | |
|---|---|---|
| | 系列 I | 系列 II |
| 100 | 2.5 | 5 |
| 200 | 5 | 10 |
| 400 | 10 | 15 |
| 630 | 16 | 20 |
| 800 | 20 | 25 |
| 1000 | 25 | 31.5 |
| 1250 | 31.5 | 40 |
| 1600 | 40 | 50 |
| 2000 | 40 | 50 |
| 2500 | 40 | 50 |
| 3150 | 40 | 50 |
| 4000 | 63 | 80 |

注 系列 I 为“正常要求”，系列 II 为“较高要求”（仅用于电感量为 1mH 及以下的线路阻波器。

（2）高频特性。高频特性包括电感量和阻塞性能两项主要技术要求。电感量决定了线路阻波器的高频特性，任何调谐型式的阻塞阻抗或阻塞带宽都与阻波器的电感量成正比，随着电感量的增加，阻波器的外形尺寸、质量和价格都会迅速增加，同时阻波器上的正常和事故电压也增加，从而使调谐回路的电气强度难以保证。IEC 和国标推荐采用电感量 0.2、0.3、0.5、

1.0、2.0mH。阻塞性能是指根据不同电压输电线路的特性阻抗将线路阻波器的阻塞阻抗或阻塞电阻的要求值定为 400、600Ω或 800Ω三种，分流衰减一般应不大于 2.6dB，这相当于线路阻波器的阻抗值是线路阻抗值的 $\sqrt{2}$ 倍。为了降低线路阻波器的分流衰减，总是希望阻塞阻抗或阻塞电阻高一些，但这又影响到阻塞带宽，因此在设计选型时可根据具体情况来考虑。为确保阻塞作用，防止变电站阻抗呈现容性时有可能抵消阻波器的感抗分量，对于传送远方跳闸等信号的重要通道，线路阻波器应按阻塞要求选用阻塞电阻值。阻波器的阻塞频带应能覆盖设计年限内由该相线上可能并联的载波通道的全部工作频率。当一相上并联多个载波通道时，应采用展宽型或宽带阻波器。

3. 耦合电容器

耦合电容器的额定电容应与结合滤波器的工作频带宽度要求相适应，一般应优先在下列国家标准系列数值中选取：3500、5000、7500、10000、15000、20000pF。

由于工频测量和远方保护的需要，我国研制和生产了电容式电压互感器，兼作载波通信的耦合电容器，并已得到了广泛的应用。电容式电压互感器的电容量由通信专业提出要求，电气一次专业据此进行相应的选型。

耦合电容器低压端子杂散电容和电导会影响结合滤波器的通频带宽和回波损耗，因此 IEC 对此建议：杂散电容应不高于 200pF，杂散电导应不高于 20μS。而对于整套电容式电压互感器，杂散电容应不大于（$300+0.05C_N$）pF，其中 $C_N$ 为额定电容量。杂散电导一般不高于 50μS。

4. 结合滤波器

结合滤波器与耦合电容器配合组成高通或带通滤波器使用，将电力线载波终端机的高频信号有效地耦合到电力线上去，并且对高电压给予隔离。结合滤波器主要用来抵消耦合电容器的高频阻抗，减小高频电流在结合滤波器通带内的衰减。通过结合滤波器可提供耦合电容器中的工频电流的接地回路，使经耦合电容器泄漏的工频电流可靠接地，降低工频电压，保障设备及人身安全，另外还对高频电流起到阻抗变换作用，使高频电缆与电力线的阻抗得到良好的匹配。

（1）额定功率。结合滤波器应能承受设计年限内可能通过结合滤波器的最大载波功率，其非线性失真和交调产物不超过规定值。并联载波机的总功率可按每台机的电压相加再折算到功率，当并机数大于 3 台时，可乘以峰值电压同时率 0.7。

（2）耦合方式。结合滤波器应能满足通道的耦合要求，如相地耦合和相相耦合。在相相耦合时，差接网络宜设置在某一结合滤波器中。

（3）工作频带。结合滤波器的工作频带应能覆盖设计年限内可能并联的载波通道的全部工作频率。工作频带内的工作衰减不应大于 2dB（用于继电保护专用通道时不大于 1.3dB）。

（4）标称阻抗及回波衰耗。结合滤波器的线路侧阻抗应与线路输入阻抗相匹配；设备侧的阻抗应与高频电缆的特性阻抗一致，一般为 75Ω（不平衡）。

在工作频段内的回波衰耗不小于 12dB（用于继电保护专用通道时不小于 20dB）。

（5）继电保护专用高频通道的特殊要求。为了防止工频量进入变量器，引起变量器饱和，造成通道阻塞，新安装的结合滤波器和收发信机与高频电缆芯线相连接端均应分别串有电容器。在继电保护专用高频通道，应采用设备侧串有电容器的结合滤波器；通信与保护合用的通道，也应采用设备侧串有电容器的结合滤波器。

5. 分频滤波器

分频滤波器具有一定的分频防卫度和并机阻抗特性，为满足电力线载波通信与远方保护合用同一结合相的运行要求，一般在远方保护装置的出口加装分频滤波器。

（1）标称功率。分频滤波器应能承受通过它的载波功率，其非线性失真和交调产物不得超过规定值。

（2）工作衰减。分频滤波器对通过它的任何载波信号的工作衰减不得大于 1.3dB。

（3）频率分隔比。频率分隔比应满足相应通道频率间隔的要求。

6. 高频差接网络

（1）标称功率。高频差接网络应能承受通过它的载波功率，其非线性失真和交调产物不得超过规定值。

（2）邻端衰减。等臂式高频差接网络的邻端衰减应不大于 3.5dB。不等臂式高频差接网络的邻端衰减一端应不大于 1.4dB，另一端应不大于 8dB。

（3）对端衰减。等臂式或不等臂式高频差接网络的对端衰减应不小于 26dB。

7. 接地刀闸

接地刀闸的机械强度和绝缘水平必须能保证操作人员的安全。

（1）接地刀闸的绝缘水平应不低于 3kV，工频额定电流应不小于 100A。

（2）严禁用跌落熔断器代替接地刀闸。

（3）接地开关的其他要求应满足国家标准。

8. 高频电缆

用作连接载波机和结合滤波器的馈线，对其基本

要求是衰减小、阻抗匹配、频率响应好等。必须指出，无论选用何种型号的高频电缆，在阻抗失配时，都应避免 1/4 波长及其整数倍长度，以免终端呈低阻抗致使衰减急增。

9. 交流电力线载波增音站

若中继站不需要通话和转发信息时，在通道衰减较大的情况下，一般可考虑在两站中间设置增音站。若有其他办法解决通道衰减或其他通信方式，最好不要采用增音站。

## 九、设备安装

（1）阻波器可采用悬挂（垂直或卧式）、支撑等安装方式。采用悬挂安装时，应考虑风偏的影响，采用支撑安装方式的，应考虑风压、地震对支撑件的影响，确保相—相、相—地间规定的电气安全距离和阻波器本体的安全运行。

（2）结合滤波器应安装在耦合电容器下方，距地面高度 1.3m 为宜。

（3）结合滤波器初级端子、耦合电容器的低压端子和接地开关上端子之间必须用截面不小于 $16mm^2$ 的硬铜裸线可靠连接，结合滤波器接地端子、接地开关下端子和接地网之间必须用截面不小于 $25\times4mm^2$ 的镀锌扁铁可靠连接。它们之间的连接方式必须保证在任何情况下耦合电容器的低压端子对地网不开路。

（4）高频电缆金属外导体应可靠接地，当高频电缆的两端处在同一接地网时，一般将高频电缆两端的金属外导体、金属铠装与接地网可靠电气连接；当不处在同一接地网时，一般仅将载波机端的金属外导体、金属铠装与接地网可靠电气连接。

（5）继电保护高频通道的高频电缆应在两端分别接地，并在主电缆沟内紧靠高频电缆敷设一根截面为 $100mm^2$ 的铜导线，在控制室电缆夹层处与地网相接，并延伸至与保护屏铜排相接，保护屏至电缆层中 $100mm^2$ 铜导线的接地连接导线截面积大于 $6mm^2$。在开关场一侧，由该铜导线焊接多根截面积不小于 $50mm^2$ 的分支铜导线分别延伸至保护用结合滤波器的高频电缆引出端口，距耦合电容器接地点 3～5m 处与地网连通。结合滤波器的外壳和高频电缆外罩铁管应与耦合电容器的底座可靠电气连接。高频电缆外导体，在结合滤波器二次端子上，用大于 $10mm^2$ 的绝缘导线引下，焊接在上述分支铜导线上实现接地，如图 21-27 所示，也可采用其他连通方式；在控制室内，高频电缆外导体用 1.5～$2.5mm^2$ 的多股铜线直接接于保护屏接地铜排。

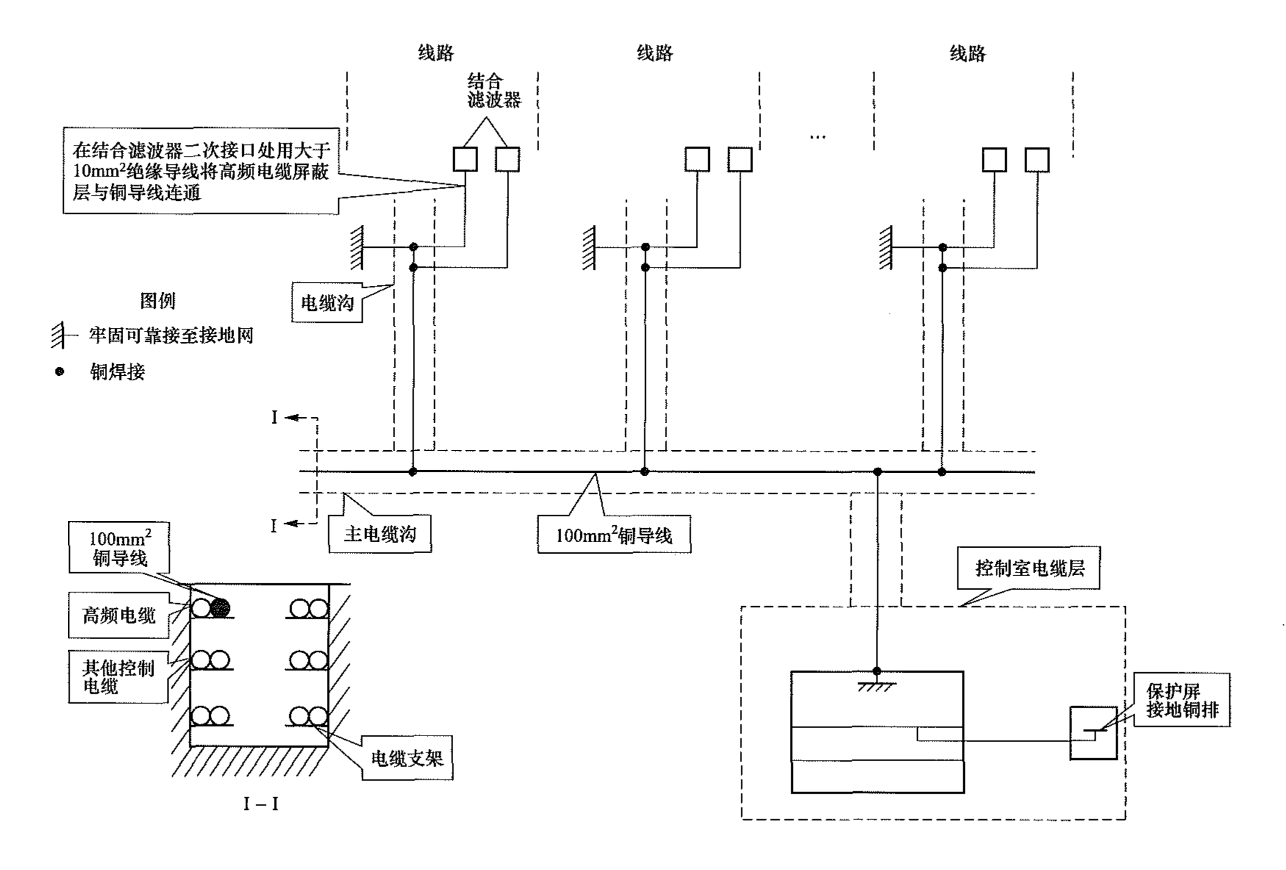



图 21-27　高频电缆铜导线敷设参考示意图

# 第四节 数字微波通信

## 一、微波通信简介

（一）微波及微波通信

微波是指频率为 300MHz～300GHz 的电磁波，是无线电波中一个有限频带的简称，即波长在 1mm～1m 的电磁波，是分米波、厘米波、毫米波的统称。微波频率比一般的无线电波频率高，通常也称为超高频电磁波。

微波通信是以微波（频率范围是 300MHz～300GHz）作为载体的通信，不需要固体介质。

30kHz～300GHz 电磁波应用如图 21-28 所示。

（二）数字微波通信的特点及应用

数字微波通信系统有以下特点：

（1）具有可重复利用现有网络基础设施的能力（数字微波利用模拟微波的基础设施）；

（2）具有容易穿越复杂地形（跨江、湖及山头）的能力；

（3）具有在自然灾害发生后快速恢复通信的能力；

（4）具有用于混合的多传输媒质的保护的能力；

（5）微波属于视距传输，受天气、地面自然状况、城市发展规划影响比较大，有一定的局限性。

随着数字微波接力系统继续发展，数字微波通信将用于如下用途：

（1）在 ISDN（综合业务数字网）的本地级、中级和高级部分用于提供一次群及其以上速率的数字通道；

（2）用于闭合光纤环路；

（3）用于与光纤和卫星系统转接或作这些系统的馈送线路；

（4）多种媒质保护；

（5）点对多点传输；

（6）移动通信系统的中继线接续；

（7）用于灾后恢复和救援行动的便携式系统；

（8）通过 IP 微波电路可以传送电视、语音、视频、数据等信息。

（三）微波系统分类

微波系统可以按业务类型、容量、结构进行分类，微波系统分类如图 21-29 所示。

目前电力系统干线使用的主要是 SDH/PDH、中小容量、分体式数字微波。

分体式微波特点：

（1）主要由 IDU（indoor unit）、ODU（outdoor unit）、中频电缆、天线组成。IDU 在室内将业务信号转换为调制中频模拟信号；ODU 在室外完成射频和中频信号间的频率转换以及将信号发大到需要的功率；中频电缆实现 IDU 与 ODU 之间的连接；天线在发射链路上将射频信号转换为电磁波向空间辐射，在接收链路上将电磁波转换为射频信号送 ODU 处理。

（2）ODU 可直接和天线连接（直扣式安装）或通过一根很短的软波导连接（分离式安装），与全室内微波相比减小了馈线损耗。

（3）容量相对较小，安装维护方便，便于快速建网，是目前应用最广泛的微波设备。

分体式微波安装方式示意如图 21-30 所示。

## 二、微波通信的路由选择

（一）微波频段与传输距离的关系

微波通信系统使用的频率多数在 2～42GHz 范围。目前实际应用较多的是 6、7、8、11、13、15、18、23、26GHz 频段。

国际无线电委员会（ITU-R）微波频谱规划如图 21-31 所示。

| 频率 | 30kHz | 300kHz | 3MHz | 30MHz | 300MHz | 3GHz | 30GHz | 300GHz | 3TGHz |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 波长 | 10km | 1km | 100m | 10m | 1m | 100mm | 10mm | 1mm | 0.1mm |
| 名称 | VLF 特长波 | LF 长波 | MF 中波 | HF 短波 | VHF 甚高频 | UHF 特高频 | SHF 超高频 | EHF 毫米波 | 光波 |
| 主要用途 | 航行<br>无线 | 航行 | 广播 | 广播 TV | FM广播 TV | TV | 微波通信 | | |

图 21-28 30kHz～300GHz 电磁波应用图

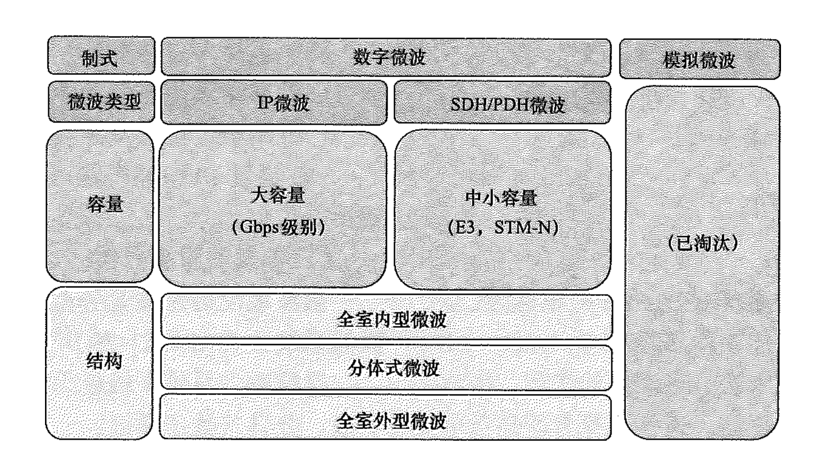



图 21-29　微波系统分类图

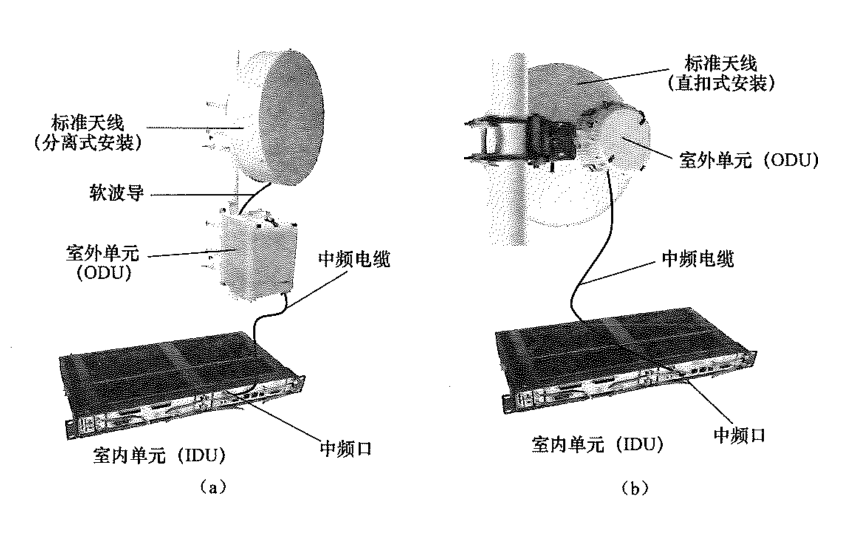



图 21-30　分体式微波安装方式示意图
（a）分离式安装；（b）直扣式安装

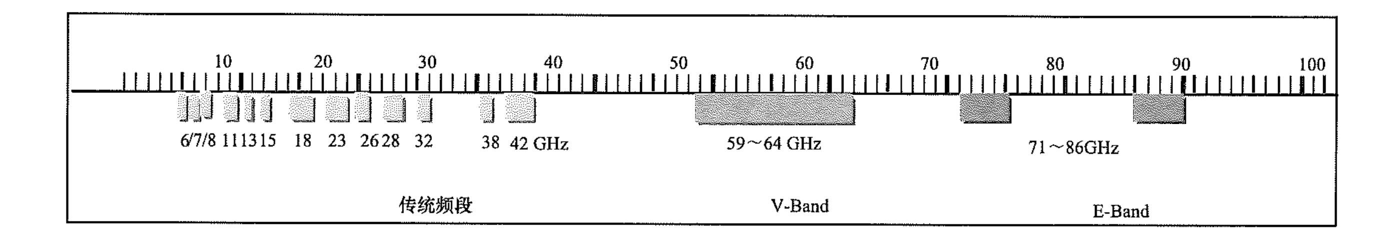



图 21-31　国际无线电委员会（ITU-R）微波频谱规划图

频段的选择应根据系统传输容量、通信网路规划，并结合已建通信电路的现状和当地条件综合考虑。射频波道的极化配置原则上应尽可能降低系统可能出现的射频干扰。

微波通信的传输距离与频段密切相关：

（1）6～11GHz：一般用于长距离传输，传输距离可达 60km；

（2）13～26GHz：一般用于中距离传输，传输距离可达 20km；

（3）V-BAND：传输距离一般在几千米以内；

（4）E-BAND：传输距离一般在几百米。

## （二）微波传播的重要参数

1．菲涅尔区及其半径

在微波波段频率很高，无线电波利用视距传播的方式工作。视距传播是指发射天线和接收天线在相互能看得见的距离内，电波直接从发射点传到接收点的一种传播方式。具体来说，就是发射点和接收点之间不希望有障碍物阻挡。菲涅耳区及其半径示意如图 21-32 所示，图中球面上点 $P$ 到（$T$，$R$）点距离之和满足 $TP+PR=TR+n\lambda/2$（$n$=1，2，3…），则由 $P$ 点构成的轨迹就是菲涅尔区，把菲涅尔区上一点 $P$ 到 $TR$ 的连线的垂直距离 $PO$ 称为菲涅尔半径。第一菲涅尔半

径用 $F_1$（$n$=1）表示。

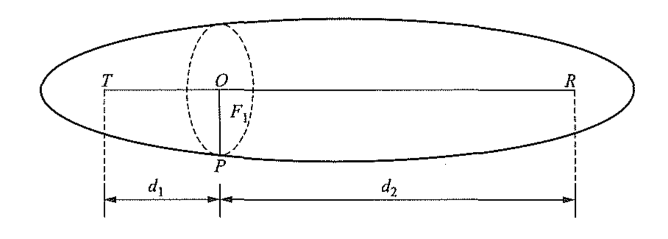



图 21-32 菲涅耳区及其半径示意图

第一菲涅尔区半径计算式为

$$F_1 = 17.32\sqrt{\frac{d_1(\text{km}) \cdot d_2(\text{km})}{f(\text{GHz}) \cdot d(\text{km})}}$$

第一菲涅尔区是微波传输能量最集中的区域，在此区域内应尽量减少阻挡。随着菲涅尔区序号数的增大，接收点的场强以等差级数关系递减。

2. 余隙

在实际微波传播路径中，有时会受到建筑物、树木、山峰等的阻挡，如果障碍物的高度进入第一菲涅尔区域时，则可能引起附加损耗，使接收电平下降，影响传输质量。为了避免这种情况发生，引入了余隙的概念。

障碍点到 AB 线段的垂直距离叫做路径上障碍点的余隙，为方便总是用障碍点的垂直于地面的线段 $h_c$ 近似表示余隙，若该点的第一菲涅尔半径为 $F_1$，则称 $h_c/F_1$ 为该点的相对余隙。余隙一般要求大于一阶费涅尔半径。保障余隙的高度是微波视通的必要条件。

SDH 微波接力通信电路的每一个接力段，在所考虑的等效地球半径系数 $K$ 值变化范围内，电波直射线与下方障碍物之间应有一定的余隙值。

单一障碍物接力段的余隙值 $H$ 宜满足表 21-22 的要求。

多障碍物接力段的余隙值按 $K=K_{\min}$ 时，由障碍物引入的电波绕射损耗值不大于 10dB；$K$=4/3 时，保证不衰落时的接收电平值不小于自由空间接收电平值的要求。

**表 21-22 SDH 微波接力段余隙取值 $H$ 标准**

| 障碍物类型 | $K$ 值 | | 说 明 |
|---|---|---|---|
| | $K_{\min}$ | 4/3 | |
| 刃型 | $H\geqslant 0$ | $H\geqslant H_0$ | $K$：等效地球半径系统；$K_{\min}$：0.1%所对应的统计 $K$ 值；$H_0$：自由空间余隙 |
| 平滑地面及其他 | $H\geqslant 0.5H_0$ | $H_0\sqrt{6m-5}\leqslant H\leqslant H_0\sqrt{6m-1}$ | |

注 $m$=1，2，3，…，为干涉瓣号，在满足 $K=K_{\min}$ 余隙的条件下，$m$ 应取可能的最小值，以尽量避免在 $K$=4/3 时工作在高次干扰瓣。

需采用空间分集接收的接力段，主天线路径余隙应满足表 21-22 规定，分集天线路径余隙应满足 $K=K_{\min}$ 时，障碍物引入的绕射损耗不大于 15dB（对于单障碍物或多障碍物）。

微波接力段电波射线除满足下方余隙要求外，其余各侧在 $d>17.1\dfrac{D^2}{\lambda}$ 范围内的余隙值必须不小于 $\sqrt{3}H_0$，在 $d<17.1\dfrac{D^2}{\lambda}$ 范围内的余隙值必须满足规定的天线近区的净空要求。

（三）路由选择的基本要求

微波通信的路由选择应本着目前和长远需求相结合的方针，做到既符合国家的通信规划，又能适合本地区当前通信任务的实际需要，力争做到经济合理。

微波干线路由尽量不经过城市，也不在厂矿及交通要道附近建站，可在郊外由分路站用 T 形转接方式进城。

根据转接和上下话路的要求，微波通信接力电路主要由主站、中继站、枢纽站、终端站组成。有分出和插入基带信号的是主站；仅完成微波信号的放大与转发的是中继站；可进行三个方向以上转接的是枢纽站；设在电路终端的是终端站。

1. 站距及站址

SDH 微波接力通信线路的站距应根据所用设备的各项参数、所经地区的地形、气候条件、天线高度、电波传播及所采取的技术措施等因素来确定。

站距较长或较短的接力段应采取技术措施，以保证接收机输入口的自由空间接收电平与标称接收电平值之差不超过 3dB。

各接力段原则上都应满足差错性能指标要求，个别特殊段允许比指标稍差一些，但各个通道段及全电路的差错性能指标应满足规定，否则应考虑调整相应接力段的站距或采取其他技术措施。

微波站址选择应统筹考虑微波路由、上下话路地点、传输信息种类、传输质量、系统发展的要求及技术经济等条件。

微波站址选择应在保证质量的前提下，节约投资、节约维护费用、方便施工、便于维护运行。无人值守站还应考虑便于安全防护。

微波站址宜选在现有和规划中的发电厂、变电站和电力管理部门。

微波站应选在交通方便、靠近可靠电源、水源和居民区的地方。无人值守站也宜靠近道路和居民点。

微波站不应选在易受洪水威胁的地方。站址标高宜在 50 年一遇的洪水位之上，否则应有防护设施。

微波站应选在地形、地质适于建筑房屋、微波天

线铁塔及修建道路的地方。对于山上站应避开地质有滑坡、断层；塌陷、危岩、滚石和溶洞等地带。对抗震有要求的地区，站址应尽量选在对建筑物抗震有利的地段。

微波站不应选在矿山开采区；如选在有矿藏的地方，应征得有关部门的同意。

微波站址选择应符合国家有关土地管理政策，选站中应结合当地情况积极利用荒地、坡地，不占或少占农田。

林区选站要遵守林业部门的有关规定。选站过程中宜取得林业部门的配合，并取得协议。

微波站应避开经常有较大振动或强噪声的地方，应选在有安全环境的场所，不应选在易燃易爆、容易发生火灾和有爆炸危险的工业企业附近。

微波站应选在环境卫生条件较好地方。不应选在生产过程中散发较多粉尘和有腐蚀性气体、有腐蚀性排放物的工业企业附近。

在机场附近选微波站时，站址距机场距离和微波塔高度必须符合航空部门关于保护机场净空的规定。

2. 断面

数字微波接力通信线路接力段的断面应根据地形、气候、天线高度和电波传播等条件，划分为 A、B、C、D 四种类型，断面的好坏主要取决于地面反射和大气不均匀层对电波传播的影响，这两个因素引起电波射束的多径传播，在接收端导致接收信号电平的频率选择性衰落，对数字微波尤其是大容量多电平调制的数字微波通信系统影响严重。一方面引起数字信号的波形失真，使误码率 *BER* 性能恶化；另一方面会降低极化鉴别度，增大系统的波道间干扰。因此，为了保证数字信号的传播质量，在选择站址时，应尽量选择 A、B 型断面的接力段，避免和减少处于 C、D 型断面的接力段。线路设计中，对于断面不好，严重影响传播质量的接力段，一般要采用均衡措施和分集接收技术，以克服频率选择性衰落的影响。

四种类型断面划分条件应符合下列要求：

A 型：其断面由山地、城市建筑物或两者混合组成，中间无宽敞的河谷和湖泊。

B 型：其断面由起伏不大的丘陵地带组成，中间无宽敞的河谷和湖泊。

C 型：其断面由平地、水网较多的区域组成。

D 型：大部分跨越水面或海面的电路。

微波接力段的断面应尽量选择 A、B 型，避免或尽量减少 C、D 型。

（四）路由选择的技术要求

根据视距微波通信的特点，两站间的距离必须在视线范围之内；由于地面对电波传播的影响，线路还应尽量避免跨越水面和平坦的开阔地面，以防地面形成强反射使信号深衰落，所以路由尽量选择起伏不平的断面，并注意充分利用地形条件。如果在线路上不可避免地要经过强反射地域时，应使一端天线架得很高，另一端天线架得很低，使反射点落在低端，并注意利用障碍物阻挡反射波。

为保证可靠通信，站距不应太长，自由空间衰落与站距有关，站距又与工作频率有关。

所有中继段的站距要尽量相等，每一中继段要有合理的余隙 $h_c$。在平原地区，$h_c$ 不应太大，以免等效地球半径系数 $K\to\infty$ 时反射波造成收信电平深衰落。在山区，$h_c$ 不应太小，以免当 $K$ 值变小时，直射将被路径中高山所阻挡，造成较大绕射损耗，所以在山区地势起伏较多时，余隙可适当加大些，在标准折射状态下，$h_c$=（0.577～1）$F_1$ 为宜。

应避免越站干扰。微波通信线路中，一般都采用二频制，即某一中继站所用的工作频率隔一站后又重复使用，所以相邻的四个站不能选在一条直线上。第四个中继站也不能选在第一、二两站连线的延长线上，否则由于气象的变化，在第四个站可能同时收到从两个路径传来的信号，造成同频干扰。为了衡量越站干扰的程度，常用主波信号与干扰信号的电平差表示对越站干扰的抑制度，对大容量微波电路，这个电平差约为 75dB。

应避免其他微波电路的干扰。其他系统或其他路由微波电路对本电路的干扰，对数字微波而言，将使载噪波恶化，引起误码率增加。此外，还应避开卫星线路和雷达通信对本微波电路的干扰，故在路由选择和站址确定时应予充分注意上述影响。

（五）路由选择的经济要求

一般情况下，微波站尽量选在靠近山区，交通方便的地方，这样可以节省投资，便于施工和维护，根据需要，也不排除站址选在平原地区。

微波站址应尽量靠近居民点，建在供水、供电可靠的地方。

微波站应易于取得外电源、生活资料、土建材料和燃料。

（六）天线高度和空间分集间距

天线高度应满足接力段余隙标准的要求。当需要建立天线塔时，尤其是需要建立较高的天线塔时，还应综合考虑馈线衰耗、天线塔的经济合理性及施工维护的方便。

天线高度的确定应能满足天线近区的净空要求，其示意如图 21-33 所示。

确定天线高度时应尽可能控制电波射束反射点，不要落入水面及反射系数较大的区域。

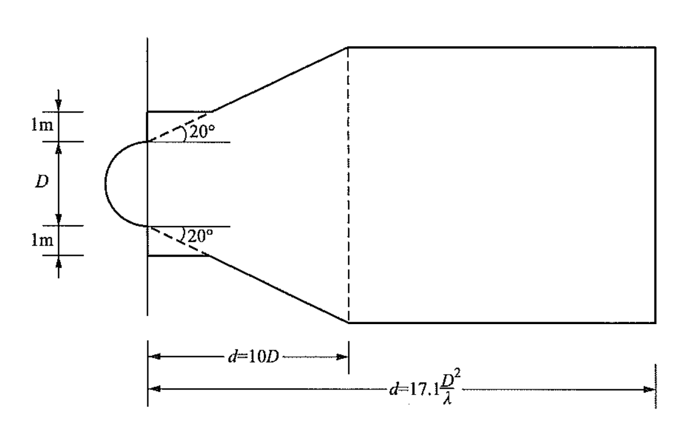



图 21-33　天线近区净空要求示意图

$d$—距天线的距离；$D$—天线的直径；$\lambda$—工作波长

收、发两端天线的海拔高度差宜尽量取大，以尽可能减小 K 型衰落和波导型衰落的影响。

空间分集接收是克服电波衰落影响的有效措施之一，分集接收天线垂直间距的确定原则是：

（1）对于地面反射系数大于或等于 0.5 的平滑地面路径，以克服 K 型衰落为主。

（2）对于地面反射系数小于 0.5 的山区及地面起伏较大的路径，以克服波导型衰落为主。

（3）空间分集接收天线垂直间距和空间分集改善效果，应通过计算确定。

## （七）频段的选择和极化配置

频段的选择应根据系统传输容量、通信网路规划，并结合已建通信电路的现状和当地条件综合考虑。

射频波道的极化配置原则上应尽可能降低系统可能出现的射频干扰。

## （八）微波中继电路的设计方法

在工程设计任务确定以后，根据任务的要求，在 1:50000 或更大的比例图上选出工程的几个(一般至少 2～3 个)可行的路由方案。定出各点的初选位置以后，工程路由在理论上是否满足要求，将从以下的设计工作中确定。从设计的结果中选出符合设计质量要求、工程量合理、经济的技术方案。通过现场勘测，进一步确定、修改、补充以后提交正式的设计方案。设计方案批准后，将作为工程的最终建设方案。现详细介绍方案确定后要做的设计工作。

### 1. 中继电路传输剖面图的制作方法

（1）设置微波天线的平面坐标位置。在设置微波站址区域的 1:50000（或 1:20000 或更大比例）地形图上，先确定出准确的基站位置（即设置微波天线的平面坐标位置），将需要建立微波中继站的两点做出标记，再用直线连接。从此两点中的任意一点开始（可认为发端为 T，对端为收端 R），从起始点 T 开始向终点沿标记直线，依顺序按适当的间隔（0.2～3km 或更长的距离视情况决定），依次记录沿线每一点（包括起点）的地面海拔高度（单位 m，包括建筑物或树的高度）和本点距起始点的距离（单位 km），一直重复记录，直到终点的站距和海拔高度，本段的剖面记录结束。

（2）绘制中继剖面坐标图。利用下式完成中继剖面坐标图的制作

$$\Delta H=(d_1 d_2)/(2aK) \tag{21-18}$$

式中　$\Delta H$ ——等效地面突起的高度，m；

$d_1$——断面中的障碍点（对平地指反射点）到起始点（站）的距离；

$d_2$——中继段的另一端到障碍点的距离，km；

$a$——地球半径，一般取 $a$=6370km；

$K$——等效地球半径系数，如果做正常传输时的剖面图就用 $K$=4/3，作最坏气象传输分析剖面时 $K$=2/3。

先假定有一个站距为 $d=d_1+d_2$ 的中继段（如选用 $d$=80km 等），对要作断面选定合适的等效地球半径系数 $K$ 值，该断面反映出地面上的传输空间。

在正常传输情况下 $K$ 取 4/3，如果要作 $K_{min}$ 时的剖面，取 $K$=2/3 做出断面即可。

### 2. 电路站距计算

假设中继段两端发、收两点的代号分别为 T 站和 R 站；T 站和 R 站间的站距为 $L_{T\text{-}R}$（单位 km）。

情况一：当各点的坐标（1:50000 地形图上的平面直角坐标，单位为 km）分别为 T 站（$Y_T$、$X_T$）、$R$ 站（$Y_R$、$X_R$）时的计算公式为

$$L_{T\text{-}R}=\sqrt{(Y_R-Y_T)^2+(X_R-X_T)^2} \tag{21-19}$$

式中　$Y_T$、$X_T$——T 站在平面直角坐标系中的横坐标和纵坐标；

$Y_R$、$X_R$——R 站在平面直角坐标系中的横坐标和纵坐标。

情况二：当各点的坐标［1:50000 地形图上的经纬度坐标，单位为（°）］分别为 T 站（$Y'_T$、$X'_T$）、R 站（$Y'_R$、$X'_R$）时的计算公式为

$$L_{T\text{-}R}=\arccos[\cos(Y'_R-Y'_T)\times\cos(X'_R-X'_T)]\times 6370\times\pi/180 \tag{21-20}$$

式中　$Y'_T$、$X'_T$——T 站在平面直角坐标系中的经度坐标和纬度坐标；

$Y'_R$、$X'_R$——R 站在平面直角坐标系中的经度坐标和纬度坐标。

### 3. 自由空间衰减的计算

点对点的自由空间衰减的计算公式为

$$L_{T\text{-}R}=20\lg(4\pi L/\lambda) \tag{21-21}$$

式中　$L_{T\text{-}R}$——任意两个可直接视通点 T 和 R 间的自由空间衰减，dB；

$L$——视通点 T 和 R 间的距离，km；

$\lambda$——传播电波的波长，m。

式（21-21）常改写为

$$L_{T-R}=32.5+20\lg f_{MHz}+20\lg L_{km}$$
$$=92.5+20\lg f_{GHz}+20\lg L_{km} \quad (21-22)$$

式中 $f_{MHz}$——频率，MHz；

$f_{GHz}$——频率，GHz；

$L_{km}$——站距，km。

4. 确定天线高度和中继电路与余隙

（1）非平滑或水网地带情况的计算。计算中继电路余隙，根据在当地了解的城市建设发展规划情况，对微波的收发天线各试探性的假定一个高度 $h_T$ 和 $h_R$，代入下式的余隙公式计算

$$H=[(h_T\times d_2+h_R\times d_1)/d]-h_s-(d_1\times d_2)/2aK \quad (21-23)$$

式中 $H$——中继剖面中，发收两点间射线中心线在障碍点上方的传播余隙，m；

$h_T$——中继剖面中发端天线 T 中心的海拔高度，m；

$h_R$——中继剖面中收端天线 R 中心的海拔高度，m；

$d_1$——中继剖面中发端天线 T 至障碍点的水平距离，m；

$d_2$——中继剖面中收端天线 R 至障碍点的水平距离，m；

$d$——$d=d_1+d_2$；

$a$——地球等效半径，m；

$K$——地球等效半径系数，正常传播情况下 $K$=4/3；

$h_s$——微波中继剖面中，障碍点顶端的海拔标高，一般在无树木的地方要考虑另加 3m 灌木杂草高度的裕量，有树时要根据出图日期，考虑一定的生长度，单位为 m。

余隙标准见表 21-23。

表 21-23 余隙标准表

| 障碍物类型 | K 值 | | |
|---|---|---|---|
| | $K_{min}$ | 4/3 | 说明 |
| 刃型 | $H\geqslant 0$ | $H\geqslant H_0$ | $K$：等效地球半径系数；$K_{min}$：0.1%所对应的统计 $K$ 值；$H_0$：自由空间余隙 |
| 平滑地面及其他 | $H\geqslant 0.5H_0$ | $H_0(6m-5)^{1/2}\leqslant H\leqslant H_0(6m-1)^{1/2}$ | |

表 21-23 中 $m$ 为干涉瓣号，满足 $K=K_{min}$ 余隙条件下，$m$ 应取可能的最小值，以尽量避免在 $K$=4/3 时工作在高次瓣。

自由空间余隙计算公式为

$$H_0=(1/3)^{1/2}(\lambda d_1 d_2/d)^{1/2}=(\lambda d_1 d_2/3d)^{1/2}=(1/3)^{1/2}F_1$$

式中 $F_1$——中继电路的第一费涅尔区半径。

计算结果：

当计算结果的 $H$ 满足表 21-23 的余隙标准要求时，中继电路的传播空隙就符合设计要求，此时假定的天线高度即为需要的天线高度。

当 $H$ 不满足表 21-23 的余隙标准要求时，将重新假定 $h_T$ 和 $h_R$，以及中继剖面两端的天线高度，再重新按上述步骤计算，直到 $H$ 满足标准为止。

（2）按平滑或水网地带情况计算。反复假定天线的高度 $h_T$ 和 $h_R$，同时控制天线的高度使电波在 $K=K_{min}$ 和 $K$=4/3 时，地面的反射点位置在 $K_{min}$ 至 4/3 的变化过程中，始终落在靠近中继段较低天线一端的地面上，从而减少地面反射，使接收电平变化很小，达到稳定接收电平的目的。

在具体的电路中站距仅有几千米时，根据经验可以不做此计算，可以仅仅考虑有足够的余隙即可满足设计要求。具体计算反射点的办法如下

$$C=(h_T-h_R)/(h_T+h_R) \quad (假定\ h_T>h_R) \quad (21-24)$$
$$M=d_2/(4aK)(h_T+h_R) \quad (21-25)$$
$$d_1=d(1+b)/2 \quad d_2=d-d_1$$

式中 $C$，$M$，$b$——中间参数；

$h_T$，$h_R$——收发天线的海拔高度，m。

查图 21-34 所示得 $b$。

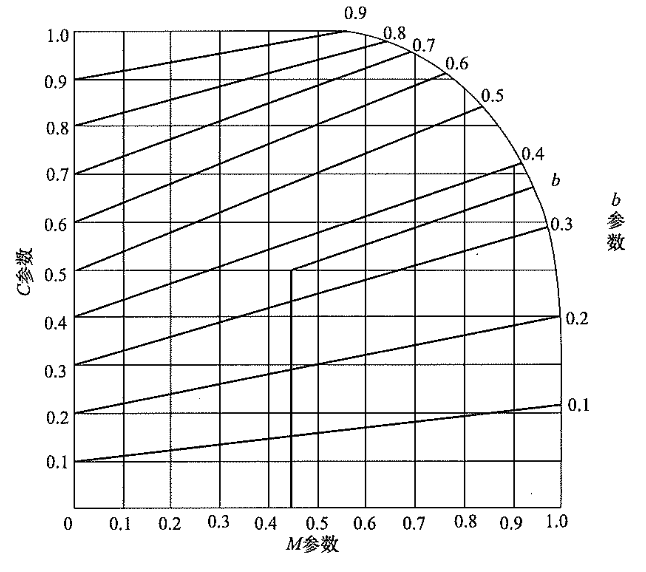



图 21-34 求反射点参数图表

当反射点的位置在 $K=K_{min}$ 和 $K$=4/3 时，假定的天线高度满足余隙的要求，此时天线高度即为所求高度。

当上述办法使得假定的天线仅能满足 $K=K_{min}$ 的条件时，就必须考虑采用空间分集来克服由于地面的反射给中继电路带来的不稳定性。

5. 空间分集间距 $\Delta h$ 的计算

当传输的中继电路地面为多水网湖泊地面，其反射系数 $\phi\geqslant 0.7$ 时，电路要考虑采用空间分集，其计算办法如下：

（1）计算 $K=K_{min}$ 时的天线高度。按一般电路计算

在保证 $K=K_{min}$ 时，在电路障碍点或反射点处，保证有足够余隙前提下计算出的对应天线高度 $h_T$ 和 $h_R$（单位 m）。

（2）考虑此段的衰落类型分别进行下列计算。

1）以克服 $K$ 型衰落时。

$K$=4/3 时，发射端空间分集间距 $\Delta h_R$ 为

$$\Delta h_R=(75d)/[f(h_T-h_S-d^2_{T-反}/17)] \quad (21\text{-}26)$$

$K$=∞时

$$\Delta h_R=127d/[f(h_T-h_S)] \quad (21\text{-}27)$$

式中 $h_S$——反射点处的海拔标高，m；

$d_{T-反}$——发射端到反射点间的距离，m；

$f$——工作的中心频率，GHz。

选取式（21-26）和式（21-27）中 $\Delta h_R$ 较小值为分集间距 $\Delta h_{RK}$。

其他符号意义同式（21-23）。

2）以克服波导型衰落时。计算式如下

$$\rho=\exp[0.0021\times\Delta h_{波导}\times f\times\sqrt{0.4d}\,] \quad (21\text{-}28)$$

式中 $\rho$——上、下天线分集的相关系数，一般在考虑分集效果和建设投资综和因数后折中取 0.6。

其他符号意义同式（21-26）。

（3）计算最小分集间距。根据电路可能产生深衰落的主要原因，决定采用何种分集最小分集间距 $\Delta h_R$（单位为 m）；

按同样方法，可以计算另一方向分集的最小分集间距 $\Delta h_T$（单位为 m）。

（4）工程中天线高度的采用。一般采用 $h_T$ 和 $h_R$ 为主用天线，（$h_T-\Delta h_T$）和（$h_R-\Delta h_R$）为相应的空间分集天线位置。

6. 天线方位角计算

假设 T 站对 R 站的真北方位角为 $\theta_{T\to R}$ $\theta_{R\to T}$，下面分两种情况进行讨论。

（1）情况一：当各点的坐标（在 1:50000 地形图上的平面直角坐标，$X$ 为南北纵坐标、$Y$ 为东西横坐标，单位为 km，分别为 T 站（$Y_T$、$X_T$）、R 站（$Y_R$、$X_R$）时的计算式为

$$\theta'_{T\to R}=\cot[\,|(X_T-X_R)|/|(Y_T-Y_R)|\,]$$

$$\theta'_{R\to T}=\cot[\,|(X_R-X_T)|/|(Y_R-Y_T)|\,]$$

（2）情况二：当各点的坐标[在 1:50000 比例地形图上的经纬度坐标，单位为（°）]分别为 T 站（$Y'_T$、$X'_T$）、R 站（$Y'_R$、$X'_R$）时的计算式为

$$\theta''_{T\to R}=\cot[\,|(X_T-X_R)\times6370000|/|(Y_T-Y_R)\times6370000|\,]$$

$$\theta''_{R\to T}=\cot[\,|(X_R-X_T)\times6370000|/|(Y_R-Y_T)\times6370000|\,]$$

7. 微波天线俯仰角的计算

$$\beta_{T\to R}=[(h_R-h_T)/d-(d/2aK)]\times57.3 \quad (21\text{-}29)$$

$$\beta_{R\to T}=[(h_T-h_R)/d-(d/2aK)]\times57.3 \quad (21\text{-}30)$$

式中 $\beta_{T\to R}$——从站点 T 天线中心看向对方天线 R 中心本站天线的俯仰角，(°)；

$\beta_{R\to T}$——从站点 R 天线中心看向对方天线 T 中心本站天线的俯仰角，(°)。

其他符号意义同式（21-23）。

注：天线的俯仰角是以本点处的水平线为参考线，水平线以上的方向线与水平线间的夹角为仰角，计算符号计为“+”，反之为“–”。

8. 信号衰落与频率、降雨关系曲线

图 21-35 列出的曲线是根据相关资料统计的雨衰耗—频率关系曲线图。可以看出当工作频率确定时，由于降雨越大，衰减也越大，严重时可使电路严重误码甚至完全中断。

在建设微波中继电路确定工作频率时，一定要考虑当地的降雨影响，要使电路有足够的抗衰落储备，保证使传递的接、收信号电平即使在电路遇上雨衰落时也始终在门限电平值以上。

根据工程的相关经验，在了解当地最大降雨强度和其分布规律后，根据站距长短必须进行校核计算，降雨引入的空间损耗不宜将电路的传输储备降低到 25dB 以下。

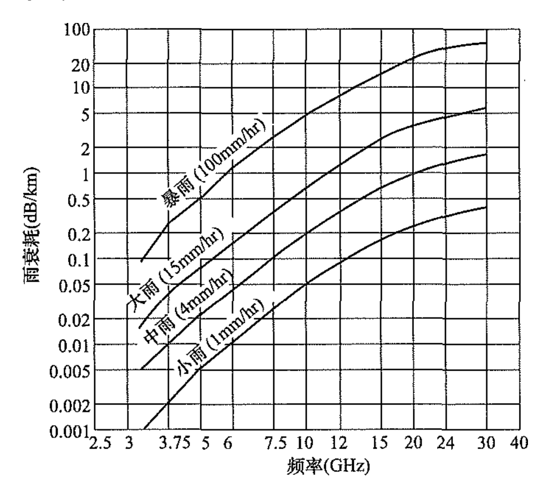



图 21-35 雨衰耗—频率关系曲线图

## 三、数字微波电路设计质量指标的估算

### （一）中继段数的确定

由于各个国家和地区的地理情况、空间传输条件、使用的通信频段等不同，对标准站距的规定也有很大差异。

以电话信道为例，将一个 278km 数字段分成 8 个中继段，此时，标准站距长度为 278/8≈35km，标准站距分配的瞬断率为 0.0054%/8=6.75×$10^{-6}$。

我国数字微波电路的标准站距长度基本与模拟微波相同，即标准站距长度为 278/6≈46.3km，标准站距分配的瞬断率为 0.0054%/6=9×$10^{-6}$。

有了标准站距的瞬断指标就可以求得一条拟建的数字微波电路所需中继段数。

仍以数字微波电话信道为例，中继段数最多为

$$n=\frac{0.054\%\times\frac{d}{2500}}{\text{标准站距瞬断率}}\text{（取整数部分）}\tag{21-31}$$

（二）衰落深度的计算

衰落深度也叫衰落储备，这里计算的是平衰落储备。在数字微波中衰落深度是从衰减概率的角度进行计算的，其定义式为

$$F_d=10\lg\left(\frac{P_r}{P_x}\right)\tag{21-32}$$

式中　$F_d$——衰落深度，dB；

$P_r$——衰落概率；

$P_x$——允许中断的概率。

因使用频率不同，对衰落深度的估算方法也不同。对 12GHz 以下频带，除根据式（21-32）计算衰落深度外，还应考虑多径传输引起的频率选择性衰落，这种影响会使系统实际具有的衰落储备能力减小。大气效应及雨雾对这个频率的影响较小，甚至可以忽略。而对 12GHz 以上频段，就要考虑雨雾及大气影响带来的衰耗了。

（三）最低收信电平 $P_{rmin}$ 计算

最低收信电平是相对于自由空间收信电平而言的，由于微波传播过程中电波会发生衰落，使收信电平减小。当发生瑞利衰落时，即衰落程度等于衰落深度值，具有的收信电平为 $P_{rmin}$（dBm）。

（四）中继段的收信电平余量及线路质量评估

$$p_{rmin}(\text{dBm})=p_{ro}(\text{dBm})-F_d(\text{dB})\tag{21-33}$$

一个中继段收信电平的余量 $S_m$ 是指最低收信电平减掉门限电平后所剩的余量，即

$$S_m(\text{dBm})=P_{rmin}-P_{r门}\tag{21-34}$$

对中继段线路质量的评估是对设备及线路多种性能的综合评价，收信电平余量 $S$ 在一定程度上可以表示这种综合的结果。目前，我国尚缺少对线路质量评估的标准。

## 四、SDH 微波接力通信系统工程设计主要技术要求

（一）SDH 微波接力通信系统的标称容量系列

SDH 微波接力通信系统的标称容量系列见表 21-24。

表 21-24　SDH 微波接力通信系统的标称容量系列

| 等级 | *STM*-1 | 2×*STM*-1 | *STM*-4 |
|---|---|---|---|
| 标称比特率（kbit/s）信道 | 155520 | 2×155520 | 622080 |
| 容限 | $\pm20\times10^{-6}$ | | |
| 最大等效话路数（路） | 1920 | 3840 | 7680 |

（二）SDH 微波接力通信系统的工作频段及波道配置

SDH 微波接力通信系统的工作频段及波道配置见表 21-25。

表 21-25　SDH 微波接力通信系统的工作频段及波道配置

| 占用频带（MHz） | 波道带宽（MHz） | 频带中心频率 $f_0$ 或 $f_r$（MHz） | 工作波道数（对） | 第 $n$ 波道中心频率 $f_n$ 和 $f_n'$（MHz） | 波道序号 $n$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 3400～3800 | 29 | 3592.0 | 6 | $f_n=f_0-208+29n$<br>$f_n'=f_0+5+29n$ | $n$=1，2，3，…，6 |
| 3800～4200 | 29 | 4003.5 | 6 | $f_n=f_0-208+29n$<br>$f_n'=f_0+5+29n$ | $n$=1，2，3，…，6 |
| 3600～4200 | 40 | 3900 | 7 | $f_n=f_0-320+40n$<br>$f_n'=f_0+40n$ | $n$=1，2，3，…，7 |
| 4400～5000 | 40 | 4700 | 7 | $f_n=f_0-310+40n$<br>$f_n'=f_0-10+40n$ | $n$=1，2，3，…，7 |
| 5925～6425 | 29.65 | 6175 | 8 | $f_n=f_0-259.45+29.65n$<br>$f_n'=f_0-7.41+29.65n$ | $n$=1，2，3，…，8 |
| 6430～7110 | 40 | 6770 | 8 | $f_n=f_0-350+40n$<br>$f_n'=f_0-10+40n$ | $n$=1，2，3，…，8 |
| 7125～7725 | 28 | 7275 | 5 | $f_n=f_0-182+28n$<br>$f_n'=f_0+14+28n$ | $n$=1，2，3，…，5 |
| | 28 | 7597 | 5 | $f_n=f_0-168+28n$<br>$f_n'=f_0+28n$ | $n$=1，2，3，…，5 |
| 7725～8275 | 29.65 | 8000 | 8 | $f_n=f_0-281.95+29.65n$<br>$f_n'=f_0-29.37+29.65n$ | $n$=1，2，3，…，8 |

续表

| 占用频带（MHz） | 波道带宽（MHz） | 频带中心频率 $f_0$ 或 $f_r$（MHz） | 工作波道数（对） | 第 *n* 波道中心频率 $f_n$ 和 $f_n'$（MHz） | 波道序号 *n* |
|---|---|---|---|---|---|
| 10700～11700 | 40 | 11200 | 12 | $f_n=f_0-525+40n$<br>$f_n'=f_0+5+40n$ | $n$=1，2，3，…，12 |
| 12750～13250 | 28 | 12996 | 8 | $f_n=f_0-259+28n$<br>$f_n'=f_0+7+28n$ | $n$=1，2，3，…，8 |
| 14500～15350 | 28 | 11701($f_r$) | 15 | $f_n=f_0+2786+28n$<br>$f_n'=f_r+3626-28(N-n)$ | $n$=1，2，3，…，$N$<br>$N$≤15 |
| 17700～19700 | 110 | 18700 | 6 | $f_n=f_0-1000+110n$<br>$f_n'=f_0-10+110n$ | $n$=2，3，4，…，6 |
| 21200～23600 | 56 | 22400 | 19 | $f_n=f_0-1176+56n$<br>$f_n'=f_0+56+56n$ | $n$=1，2，3，…，19 |

注　$f_n$、$f_n'$分别为下、上半频带第 *n* 个波道的中心频率（单位 MHz）；$f_0$、$f_r$分别为工作频带的中心频率和参考频率（单位 MHz）；*n* 为波道序号。

（三）传输速率与波道带宽和调制方式的关系

SDH 微波接力通信系统的传输速率与波道带宽和调制方式有关，它们之间的关系应符合表 21-26 要求。

表 21-26　传输速率与波道带宽和调制方式的关系

| 波道带宽（MHz） | 每波道容量 | 调制方式举例及说明 |
|---|---|---|
| 28/30 | 1×*STM*–1 | 64QAM，128QAM |
| | (*STM*–1)×2 | 64QAM(CC)，128QAM(CC) |
| 40 | (*STM*–1)×2 | 32QAM(CC)，64QAM(CC) |
| | 2×*STM*–1 | 512QAM |
| 55 | 1×*STM*–1 | 16QAM，32QAM |
| | (*STM*–1)×2 | 16QAM(CC)，32QAM(CC) |
| | 2×*STM*–1 | 256QAM |
| 110 | 1×*STM*–1 | QPSK(4QAM) |
| | 2×*STM*–1 | 16QAM，32QAM |
| | 2×(*STM*–1)×2 | 16QAM(CC)，32QAM(CC) |

注　CC 表示同波道频率复用方式，表中的调制方式也可为 MLCM、TCM 等。

## 五、微波站的平面布置和建筑设计要求

（一）局站总平面

局站总平面和机房设备布置原则上按设计规范，结合用户的要求和用户认可的实际情况安排。一般情况的布置可按下面的办法考虑：

微波站的布局，在满足生产安全、防水、防火、防噪、防电磁辐射、防虫、卫生、绿化、日照和施工等条件下还应充分利用地形地势，严格控制建筑密度。各种微波站的建筑用地应符合相关用地指标的要求规定。要合理利用原有机房，尽量减少初期投资。微波天线塔和微波机房尽可能靠近。

微波天线铁塔一般采用自立式，特殊情况或条件许可时也可以采用拉线式铁塔。

（二）机房设备布置

（1）天线的设置。在铁塔或屋顶安装时，相邻微波天线边对边距离大于 1m 以上，并同时考虑天线间，以各自天线边上最相邻点为原点，以各自天线的通信方向为起始方向的 20°张角，在各自天线开口直径 10 倍的水平距离内，射线不应受到相邻天线或其他物件的阻挡；应避开天线近场区四周的建筑物、广告牌、各种高塔和地形地物对电波的反射引起的干扰，同时要考虑避免电波辐射对人体的有害影响，电波辐射污染要小于工程设计规范要求的防护限值。

（2）馈线的布置。应在满足馈线长度最短、转弯和扭转最少、馈线的弯曲半径在产品的允许范围内。

（3）设备布置。有人值守和无人值守的设备要分开布置。中间站可不设电力室，交直流配电屏、整流器、密封免维护蓄电池可与微波设备安排在同一机房。较大的终端站和枢纽站的电力室可单独设置。设备的布置应符合维护方便，便于工作、施工，节省安装材料和费用。机房设备要整齐，与相关专业配合适当。

## 六、微波铁塔

微波铁塔设计要考虑铁塔的牢固性、稳定性，其质量好坏直接影响到微波信号的各项性能指标和微波网络运行的安全可靠性，微波传输铁塔设计专为固定 4m 以内抛物面微波天线使用。微波铁塔一般选用正方形铁塔，其具有侧向刚度大，抗扭性能比三角形铁塔好，微波传输天线调试方便等优点。微波铁塔主要荷载为形状天线及塔架本身引起的风荷载，其中又以微波天线引起的风荷载为主，特殊情况下还应考虑地震荷载。风荷载除了取决于自然界气象条件及所挂天

线受风面积大小外，还与结构高度、横截面大小、结构布置(包括腹杆及横隔面的布置)形式等密切相关。应尽量采用具有最小风压值的截面，尽量简化结构布置，减少迎风面积。

## 七、微波站的接地和防雷

(一)微波站直流工作接地规范

微波站直流工作接地，应从接地汇集线上就近引线，接地线截面积应满足最大负荷要求，一般为35～95mm$^2$，材料为多股铜线。微波站通信设备及供电设备的正常不带电的金属部件、通信设备所设防雷保安器的接地端，均应作保护接地，严禁作接零保护，其接地线截面积应不小于35mm$^2$，材料为多股铜线。

出入微波站的电缆金属护套在入站处应作保护接地，电缆内芯线在进站处应加装保安器，电缆内的空线对应作保护接地。站区严禁布放架空线缆。机房内的走线架应每隔 5m 作一次接地。走线架、吊挂铁件、机架(或机壳)、金属通风管道、金属门窗，以及其他金属管线，均应良好接地并相互妥善连通。微波天线的馈线及塔顶航空障碍信号灯馈线的金属外护层，应在顶端及进入机房入口处的外侧就近接地。经走线架上塔的天线馈线，应在其转弯处上方 0.5～1m 范围内作良好接地；在进入机房入口处应与地网就近引出的接地线妥善连通。塔灯控制线的每根相线均应在机房入口处分别对地加装氧化锌无间隙避雷器，中性线直接接地。

微波天线应在避雷针保护范围内。避雷针与引下线应可靠焊接连通，引下线材料为 40mm×4mm 镀锌扁钢。引下线在地网上的连接点与接地引入线在地网上的连接之间的距离宜不小于 10m。微波机房四角应设雷电流引下线，该引下线可利用机房四角房柱内两根以上主钢筋，其上端应与避雷带、下端应与地网焊接连通。机房屋顶上其他金属设施也应分别就近与避雷带焊接连通。当微波站天线铁塔位于机房旁边时，铁塔地网与机房地网之间，应每间隔 3～5m 相互焊接连通一次(至少有两处相互连通)，铁塔四脚应与其地网就近焊接连通。当微波站天线铁塔位于机房屋顶时，其四脚应在屋顶与雷电流引下线分别就近连通。

由机房屋顶进入机房的缆线和太阳能电池馈电线，应采用具有金属护层的电线，其金属护层在进入机房入口处，就近与屋顶女儿墙上的避雷带焊接连通，电缆内芯应在入口处一一就近对地加装保安器。

微波站交流电力变压器高压侧的三根相线，应分别就近对地加装氧化锌避雷器；电力变压器低压侧的每根相线应分别就近对地加装氧化锌无间隙避雷器。变压器机壳、低压侧的交流中性线，以及与变压器相连的电力电缆的金属外护层应就近接地。进入微波站的低压电力电缆的长度应不小于 50m，其三根相线及中性线在进交流屏之前，应分别对地加装氧化锌无间隙避雷器或其他可靠防雷器件，屏内交流中性线不作重复接地。

微波站电力变压器不宜与微波机房在同一建筑物内，若其安装在机房内时，高压电力电缆长度应不小于 200m，在与架空电力线的接头处，电缆金属外护层应就近接地，电缆内三根相线应分别对地加装氧化锌避雷器。当电缆埋设于年雷暴日超过 20 天，大地电阻率超过 100Ω·m 的地段时，应在电缆上方埋设屏蔽线。

微波站的架空高压电力线路，其进站端上方宜设架空避雷线，长度为 300～500m。避雷线的保护角应不大于 25°。避雷线(除终端杆外)宜每杆作一次接地。

微波站的交直流配电设备及电源自动倒换控制架，应选用机内具有分级防雷措施的产品，即交流屏输入端、自动稳压稳流的控制电路，均应有防雷措施，直流屏的输出端应有浪涌吸收装置。

机房的接地网与微波塔的接地网间，至少应有两根接地带连接。

机房内的电力线、通信线应有金属外皮或金属屏蔽层，或敷设在金属管内。由机房引出引入的电力线、通信线其金属外皮或穿入的金属管在屋外水平埋入地中的长度，不应少于 10m，在高土壤电阻率地区埋入地中的长度宜适当增加。由机房引到附近建筑物内的金属管道，在机房外埋入地中的长度应在 10m 以上。如不能直埋地中，至少应在金属管道屋外部分均匀分布在两处接地，每处接地电阻不宜大于 10Ω，在高土壤电阻率地区，每处接地电阻不宜大于 30Ω，但宜适当增加接地数量。

(二)微波站的联合接地系统

微波站地网由机房地网、铁塔地网和变压器地网组成，同时应利用机房建筑物的基础(含地桩)及铁塔基础内的主钢筋作为接地体的一部分。

(1) 机房地网的组成：利用机房建筑物基础自然间横竖梁内的两根以上主钢筋(必要时辅以相同尺寸的钢筋)，组成网格不大于 3m×3m 的机房地网。当机房建筑物基础有桩时，应将地桩内两根以上主钢筋与机房地网就近焊接连通。

(2) 铁塔地网的组成：当微波天线铁塔坐落在机房旁边时，其地网面积应延伸到塔基四脚外 1.5m 以远的范围，网格尺寸应不大于 3m×3m，其周边为封闭式。同时，还应利用塔基地桩内 2 根以上主钢筋作垂直接地体，与地网焊接连通；当微波机房位

于微波天线塔内或微波天线铁塔位于机房屋顶时，宜在机房地网四角设置辐射式外引接地体，以利雷电散流。

（3）变压器地网的组成：当电力变压器设置在机房内时，其地网可合用机房及铁塔地网组成的地网；当电力变压器设置在机房外，且距机房地网边缘 30m 以内时，变压器地网与机房地网或与铁塔地网之间，应每间隔 3～5m 相互焊接连通（至少有两处连通），以相互组成一个周边封闭的地网。当地网的接地电阻值达不到要求时，应扩大其面积，具体做法是：在地网外围增设 1 圈或 2 圈环形接地装置。环形接地装置由水平接地体和垂直接地体组成，水平接地体周边为封闭式，水平接地体与地网宜在同一水平面上，环形接地装置与地网之间以及环形接地装置之间均应每间隔 3～5m 相互焊接连通一次；也可在铁塔四角设置辐射式延伸接地体，延伸接地体的长度宜限制在 10～30m。

（三）微波站防雷规范

机房应有防直击雷的保护措施。沿房顶四周应敷设闭合均压带。在机房外，应围绕机房敷设水平闭合接地带。在机房内，应围绕机房敷设环形接地母线。机房内各种电缆的金属外皮、设备的金属外壳和不带电的金属部分，各种金属管道、金属门窗框等建筑物金属结构、金属进风道、走线架、滤波器架等以及保护接地、工作接地，均应以最短距离与环形接地母线连接。环形接地母线与外部闭合接地带和房顶闭合均压带间，至少应用四个对称布置的连接线互相连接，相邻连接线间的距离不宜超过 18m。在机器集中处或重要设施如波导管、水管等入机房处，可适当调整连接线的位置，或增加连接线，使上述设施以最短的距离与连接线连接。对于塔楼合一的微波站，大楼及微波机房接地引下线可利用建筑物主体钢筋，钢筋自身上、下连接点应采用搭接焊，且其上端应与房顶均压带，下端应与接地装置、中间应与各层均压网、环形接地母线焊接成电气上连通的法拉第笼式接地系统。

对微波站供电的变压器，高、低压侧应装设避雷器。在多雷的山区，还宜根据运行经验，适当加强防雷措施。如引入交流电源的线路为架空线路，且在其上转接为电缆的架空线路终端杆距变压器较远时，也宜在该杆上装设一组避雷器，其接地线应与电缆金属外皮相连并引下接地。如引入引出的通信线为架空线，在将其转接为电缆前至少 3 基杆塔处的横担（或绝缘子脚）引下接地。引出、引入机房内的电力线、通信线，应在机房内装设防雷装置，通信线的不运行线对，应在终端配线架上接地。

微波天线宜有防直击雷的保护措施。避雷针可固定在微波塔上，微波塔的金属结构也可作为接闪器。微波塔的接地电阻不宜超过 5Ω，在土壤电阻率较低的有条件的地区，不宜超过 1Ω。接地体应围绕塔基做成闭合环形。微波塔上的照明灯电源线，应采用金属外皮电缆，或将导线穿入金属管。金属外皮或金属管至少应在上、下两端与塔身相连，并应水平直埋入地中，埋入的长度宜在 10m 以上才允许引入机房或引至配电装置和配电变压器。

微波塔的栈桥以及外楼梯构件的主筋必须与微波机房的接地装置可靠连接，金属连接点均要有两点以上。微波塔与其他建筑物间的空间净距离应不小于 5m。微波机房应采取下列保护措施：

波导管或同轴电缆的金属外皮，必须在上、下两端与塔身金属结构电气连接，并应在引入机房前的进口处与接地体再连接一次；在多雷区且馈线较长时宜在中间加一个与塔身的连接点，并在机房（包括与值班室合并的机房）内与接地网电气连接。

对于通信站内的所有设施需确保：均在避雷针的 45°保护角内；接地体接地电阻小于 5Ω；机房接地排与系统接地体之间通过两根扁铁可靠连接。

## 第五节 调度交换系统

### 一、技术比较及选择

（一）技术比较

1. 电路调度交换技术

人工、步进制、纵横制、程控交换技术都属于电路交换。电路交换的基本特点是采用面向连接的方式，在双方进行通信之前，需要为通信双方分配一条具有固定带宽的通信电路，通信双方在通信过程中将一直占用所分配的资源，直到通信结束，并且在电路的建立和释放过程中都需要利用相关的信令协议。这种方式的优点是在通信过程中可以保证为用户提供足够的带宽，并且实时性强，时延小，交换设备成本较低，但同时带来的缺点是网络的带宽利用率不高，一旦电路被建立，不管通信双方是否处于通话状态，分配的电路都一直被占用。

目前，电路交换技术应用的主要设备是程控数字电话交换机，该设备的主要功能是进行模数变换，通常采用 PCM 方式。交换机之间的传输通道也采用 PCM 传输系统。在 PCM 传输系统中，每一时隙都可用来传送一路数字话音编码信号。数字交换的实质是在交换机里把 PCM 系统有关时隙的内容，在时间位置上根据交换的需要进行搬移。

2. 软调度交换技术

随着 IP 电话技术的发展，针对 IP 电话存在的缺

点从技术角度进行了改进，将网关呼叫控制和媒体交换的功能相分离，进而提出了软交换的概念。

软交换技术虽然仍然采用分组网络作为承载网络，但随着技术的发展，以及功能模块进一步分离的IMS技术开发，基于软交换的交换技术逐步取代电路交换技术成为语音业务传递的主流技术。

信息产业部电信传输研究所对软交换的定义：软交换是网络演进以及下一代分组网络的核心设备之一，它独立于传输网络，主要完成呼叫控制、资源分配、协议处理、路由、认证、计费等主要功能，同时还可以向用户提供现有电路交换机所能提供的所有业务，并向第三方提供可编程能力。

软交换技术作为实现NGN的核心技术，已发展成为成熟的交换技术，目前国内已有大量针对软交换制定的规范标准，包括软交换网络中涉及的大量设备规范、业务规范、协议规范、测试规范以及组网方案等。

（二）技术选择

1. 电力调度业务的类型及特点

电力调度交换网的业务信息应以话音为主，非话音为辅。交换网的通信业务种类为话音、低速数据和文件传真。交换网的话音业务以调度电话为主，与调度业务相关的管理电话为辅。

对于电力调度电话，要求有高度的可靠性，不仅在正常情况下，而且在恶劣的气候条件下和电力系统发生事故时，保证电话畅通，进而有效地保障电网的有效运行。

2. 技术比较和选择

电路交换是一种面向“连接”的方式，主要优点有：

（1）信息的传输时延小，且对一次接续而言，传输时延固定不变。

（2）交换机对用户的数据信息不存储、分析和处理传用户数据信息时不必附加许多控制信息，交换机在处理方面的开销比较小、信息传输效率比较高。

（3）信息的编码方法和信息格式由通信双方协调，不受网络限制。

软交换技术是一种面向“无连接”的分组交换技术，它的通信线路并不专用于源与目的地间的信息传输，通过终端和终端之间的通信，它是在传输质量不高、网络技术手段较单一的情况下应运而生的一种交换技术。分组交换在数据传输方面具有更强的效能，可以预防传输过程（如电子邮件信息和网页页面）中的延时和抖动现象。

电路交换适用于传输通信对象比较确定的用户，当传输实时要求高或当服务质量（QoS）要求较高时，通常使用电路交换网络。这些特点与电力调度业务的要求相吻合，在目前技术发展水平下，仍然采用电路交换作为电力系统调度交换网的主用技术，随着分组交换技术的演进和发展，适当时机引入分组交换技术。

## 二、调度交换系统构成

单站调度交换系统由调度主机、录音系统、调度台（分为传统调度台和IP调度台）、普通调度电话、网络交换机（当有IP调度台或IP电话时）、音频配线单元等组成。

（1）调度主机。调度主机是调度交换系统的主要设备，实现站内语音交换以及出局路由，包含交换网络、电源模块、用户接口电路、中继接口电路、信号设备、网关设备（选配）等。

（2）录音系统。

（3）调度台。

（4）音频配线单元。

（5）网络交换机。

## 三、网络结构

（一）网络等级和交换节点

电网按分层管理调度的原则，分为国调、区域调度（国调区域分部，以下简称分部）、省调、地调和县调共五级调度。调度交换网节点设置和五级调度机构具备一定的逻辑对应关系。

调度交换网按照主网和区域网两种等级来建立。网络的交换节点分为不同调度级别的交换中心及其相关的汇接交换站、终端站三种类型。主网级交换节点由国、分、省调交换中心及所辖范围的汇接交换站、终端站组成；区域网级交换节点由省调交换中心、省网内重要地调交换中心及所辖范围的汇接交换站、终端站组成。

（二）各级交换中心及交换站设置

1. 各级交换中心设置原则

（1）主网交换中心：在国家级、网级调度部门设置主网交换中心。

（2）区域网交换中心：在省级调度部门及重要地区调度部门设置区域网交换中心。

（3）主网汇接交换站：除交换中心以外，还应在主网的“通信枢纽点”设置汇接交换站。

（4）区域网汇接交换站：为保证对所辖调度点的有效覆盖，可在区域网的“通信枢纽点”设置汇接交换站。

2. 各级交换中心、交换站和终端站常规设置

（1）国调交换中心设置在国调和国调备调。

（2）区域分部调度中心设置在区调和区调备调。

（3）省调调度交换中心设置在省调和省调通信第二汇聚节点。

（4）地调调度交换中心设置在地调和地调通信第二汇聚节点。

（5）县调交换站设置在县调。

（6）终端站设置在330kV及以上变电站或换流站、集控中心、直调发电厂以及有需求的220kV变电站。220kV以下变电站采用行政电话兼作调度电话使用，一般不设置调度专用终端站。为了保证电力系统的安全可靠运行，在网络设计时，可考虑将行政通信交换网、PCM放行政小号方式及其他通信方式兼作调度通信交换网的备用。

3. 工程实际应用中调度交换节点设置和配置应遵循的原则

（1）多数网省公司在一级和二级汇接中心均已实现调度交换设备双重化配置，具备条件的省公司在一、二级汇接中心主备节点之间已实现互放调度电话业务。设计过程中，主要考虑新建变电站设备配置和接入方式。

（2）330kV及以上变电站/开关站/换流站宜设置1台用户线不超过48线的调度通信交换机，兼作站内行政通信使用，根据各调度机构组网原则，采用至少两路独立路由2M中继、Q信令方式接入调度交换网络。配置的调度通信交换机应具备录音功能。

（3）220kV及以上变电站至其电网调度机构应至少设置2部调度台或调度电话，当变电站配置调度交换机时，自站内设备引接调度电话，当站内未配置调度机，应自调度端不同汇聚节点下放2B+D调度台或IP调度台。

（4）220kV以下变电站根据各省公司调度交换网组网原则，可以配置调度电话，经PCM放小号或IP电话方式接入调度部门。

4. 电力调度交换网和电力行政交换网的组网关系

（1）总部、分部、省公司汇接交换中心、地（市）供电公司汇接交换中心及发电厂调度交换设备应独立配置，不应采用调度交换机和行政交换机合一的方式。

（2）调度交换机可与电力行政交换机链接，电力行政交换网应作为电力调度交换网的备用网。调度交换机与电力行政交换机互连时，行政交换机用户呼入调度用户应禁止。对于电站调度、行政合一的交换机，其分机用户分为电力调度用户和生产管理用户，交换机与电力行政交换机连接时，交换机内生产管理用户应与电力调度用户分离，生产管理用户仅与电力行政交换网用户可双向呼叫。

（三）网络拓扑

1. 网络拓扑原则

设计应与电力系统发展规划和电网通信发展规划相适应，应满足近期工程的需要，又应与远期发展规划相结合，交换网应根据电网调度的需求进行建设。

交换网的网络拓扑规则应以保证电力调度通信安全、可靠、灵活和高效运行为主，同时也应考虑降低网络造价和减少运行维护成本。

按调度隶属关系和电网调度通信规划的划片分区，统筹安排组建主网级调度通信交换网和区域网级调度通信交换网。

网络拓扑规则应以调度通信话务量小而可靠性与可用性高为原则，根据调度隶属关系和通信网络的布局来组建和优化网络拓扑结构。其拓扑规则是：

（1）上一级交换中心与下一级交换中心应直接连接。

（2）各级交换中心与其相关汇接交换站应直接连接。

（3）电网互连的相邻同级交换中心可相互连接。

（4）相邻汇接交换站可相互连接。

（5）终端站应与两个汇接交换站相互连接。

电力调度交换网网络等级结构如图21-36所示。

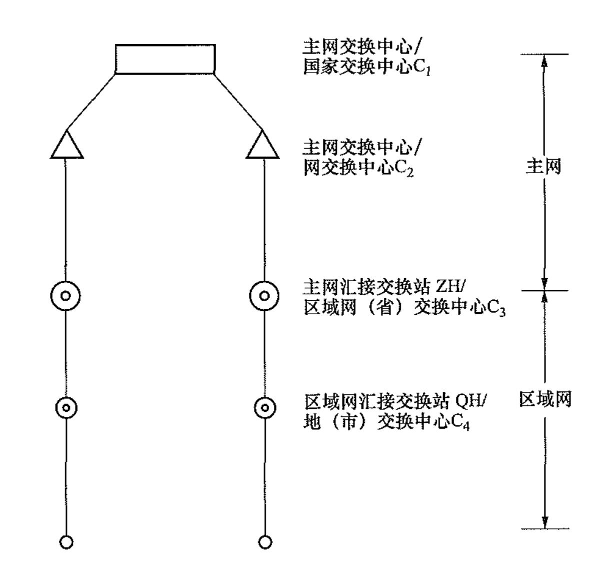



图21-36 电力调度交换网网络等级结构图

2. 各级网络节点典型汇接方式

（1）省调和地调直调终端站、县调汇接于地调调度中心（主用节点）及地调通信第二汇聚节点（备用节点）。

（2）地调调度中心及地调通信第二汇聚节点分别汇接于省调度中心（主用节点）及省调通信第二汇聚节点（备用节点）。

（3）各省调度中心及省调通信第二汇聚节点分别汇接于区调和区调备调。

（4）区调和区调备调分别汇接于国调和国调备调。

（5）区调直调终端站就近汇接于区域内区调主网汇接站点。

各大区主网和区域网汇接方式也不尽相同，在具体设计时，除了遵循现行规程规定，还应遵循各自调

度交换网拓扑规划原则。

3. 路由设置和路由选择

路由设置应遵循 $N$–1（$N$>2）的安全性原则，即网内任一交换节点应至少与另两个交换节点建立局间中继路由。

上一级与下一级交换中心之间由两条独立的传输电路建立直达路由。各设置 1～2 条 2M 数字中继电路。

省级及以上交换中心与其汇接交换站之间应至少由两条独立的传输电路建立直达路由。各设置 1～2 条 2M 数字中继电路。

相邻的同级交换中心间可经两条独立的传输电路建立路由。各设置 1 条 2M 数字中继电路。

相邻汇接交换站间可经两条独立的传输电路建立路由。各设置 1 条 2M 数字中继电路。

对于没有两条独立传输电路条件的相邻交换节点间，可设置 1 条 2M 数字中继电路。

对于有调度关系的每一对起始和目的地的交换节点，可供选择的中继路由的总数量不宜超过 3 个。

对于省级及以上交换中心的第一路由和第一迂回路由，采用数字中继方式时，其全程路由的串接电路段数应不超过 5 段，即中间节点的数量不应超过 4 个。采用模拟中继方式时，其全程路由的串接电路段数应不超过 3 段。对于省级以下市（地区）级交换中心的全程路由的串接电路段数可适当放宽。

交换网可按接续合理的原则，设置自动迂回路由，每个汇接点的路由自动迂回不宜超过 2 次。

在设置自动迂回路由表时，任何交换节点的呼出呼叫不允许由原呼出电路群返回本交换点，也不允许经多次迂回转接再返回本交换节点或中间转接交换节点。

对于调度和专业管理业务需要以外的其他"横向"呼叫，在路由设置时应加以限制。

路由选择的顺序为：

(1) 先直达路由（或第一路由），后迂回路由。

(2) 先光纤路由，后其他路由。

(3) 先中间节点少的路由，后中间节点多的路由。

路由方向的编号安排应有规律性，编号方案既要考虑到近期的安排又要留有一定的远期发展余地。

相关交换中心、汇接交换站可以通过 PCM 互放用户号，作为调度交换网的备用方式之一。

行政通信交换网应兼作调度通信交换网的备用，原则上调度通信交换网可以进入行政通信交换网，而行政通信交换网不允许进入调度通信交换网。

调度交换网组网方式和路由策略应充分考虑备调系统要求，在主调失效情况下，应能保证调度电话交换网的正常运行。

## 四、电力调度交换网的传输性能要求

交换网的传输性能指标规定了网内任何两个用户之间的最低传输质量所允许的各项传输损伤的容限。它与网络结构、路由、信号、交换机制式等方面的因素有关。由于调度通信交换网以话音业务为主，因此主要考虑话音信号的传输质量。话音信号传输过程中遭受到的传输损伤主要有传输损耗、电路杂音、衰耗频率特性、群时延失真等。

交换网的网络功能主要包括交换、汇接、网间迂回路由、路由预测等功能。

电力调度交换业务对通信网络的可靠性和实时性要求高，一般采用电力通信专网来承载。基于电路交换的调度机组网，一般采用基于 TDM 技术的 SDH 传输网进行传送，采取点对点、主备两条通道互备运行。而基于分组交换的调度机组网，可承载在数据通信网上，也可承载于 MSTP 设备。

基于电路交换的调度交换系统中继链路由电力 SDH 系统传输，每一路中继链路带宽不低于 2Mbit/s。

调度台如采用 IP 高清可视调度台，计算带宽方式如下：

支持 H.264 视频压缩编码技术，720P 高清视频每秒传输 25 帧图像，在 40%传输增量的情况下，压缩后的传输数据量为 2.8×1.3=3.64Mbit/s。

具体传输性能要求遵照 DL/T 5157《电力系统调度通信交换网设计技术规程》。

## 五、编号方案

（一）编号原则

交换网内应实行统一的编号制度，采用闭锁编号方式，即在交换网范围内，任一主叫用户呼叫某一被叫用户，拨相同的号码。

交换网的编号方案需要满足近期需求和远期发展余地。编号方案充分利用号码资源，统筹安排交换机编号、用户编号、缩位编号、特服号、调度台键位编号和中继局向路由编号等。

用户号码段的编排与用户的类型相结合。

编号遵循一定的规律性，尽可能缩短号长，便于用户使用和网内的维护管理。

（二）编号方案

调度交换网采用统一编号，交换网内的编号由用户号和局向号两部分组成，用户的全编号位长为九位号码，即 Z X1X2 PQR ABC，其中：

Z——调度通信交换网呼叫字冠；

X1——大区号码，一般为区域网公司（分部）号码；

X2——大区网内各省（或直辖市）号码；

PQR——交换机号码，即每个省网的交换机数量最多为1000台，PQ用于区分地区调度、省直调变电站、集控站、地调变电站、水电厂、火电厂、风电厂等；

ABC——用户分机号码，也称调度台组号，其中“A”应统筹用户编号、缩位编号、特服号和调度台键位编号等。

## 六、信令方式及中继接口

### （一）信令

通信网中为用户建立连接和拆除连接，需要网中各个相关设备协调工作，在各个设备间传输的控制信号和规约称为信令。

信令按照传送区域划分包括用户线信令和局间信令两部分。用户线信令是用户话机和交换机间传送的信令。局间信令是交换机和交换机间传送的信令，完成本地、长途和国际的自动、半自动电话接续，在局间中继线上传送，用来控制呼叫接续和拆线，以及与通信网管理和维护相关的信息。随着交换技术和传输技术的发展，电话网的局间信令也不断发展，以满足电话网业务的要求。

信令按照传送通路与话路之间关系分为随路信令和共路信令。在呼叫接续中所需的各种信号通过该接续所占用的中继电路传送的信号称随路信令（CAS），中国No.1信令（中国1号信令）就是随路信令；利用交换局间的一条或多条集中的信号链路为多条话路传送的信号称共路信令（CCS）。

共路信令有以下两个特点：

1）将传送信令的通路与传送话音的通路分开，并且一条信令通路可以为多条话音通路服务；

2）以时分方式在一条高速数据链路上传送一群话路的信令方式。呼叫建立时才传送信令。

随路信令有以下局限性：

1）传送速度慢，不适应高速数字交换和传输；

2）容量有限，系统功能受到限制；

3）无法传送与呼叫无关的信令信息，如网管信息；

4）成本较高，信令设备一般按话路配备。

因此，在我国电力系统调度交换网中，局间数字中继线宜选用共路信令方式，局间模拟中继线宜选用随路信令方式。2B+D用户线信令可采用内部私有信令。

Q信令是ISDN D信道上的协议，是专用ISDN网络PBX直接互通的协议，该信令是由国际标准组织ISO和欧洲计算机协会ECMA共同制定的开放的标准，是属于PRI(基群速率接口，即30B+D)的一种。PRI信令在我国为30B+D方式，是指30个64kbit/s的B信道和1个64kbit/s的D信道，总速率2.048Mbit/s，B信道可以独立传递用户信息（如话音或数据流），D信道用来传送信令信息和遥控信息。ISDN接口实现了数据和控制流的分离。目前电力系统主要采用PRI信令组网。

Q信令系统具有如下优点：接续速度快，即拨即通，可靠性高；主叫号码、被叫号码同时传送，利于集中话务处理或控制；网络路由编号，信道承载能力可控制；传输性能稳定；硬件要求低，经济性好；与IP广域网路由器连接；呼叫路由预测，分组呼叫处理；适应性强，可与多种异型机相连。

目前，国家电网有限公司和中国南方电网有限责任公司在调度网全网实现2M数字中继组网，统一采用Q信令。

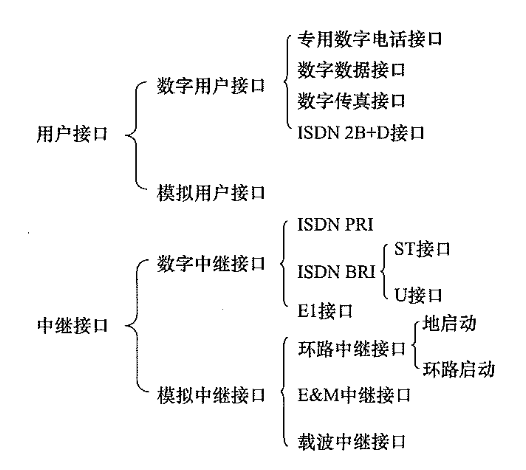
### （二）中继接口

采用数字中继电路时，交换机局间中继接口宜采用30B+D PRI接口或2M E1接口方式。

采用模拟中继电路时，交换机局间中继接口宜采用4W E&M接口方式，并与传输电路接口电平、阻抗、EM类别相互一致。

交换机与其转接的电力线载波电路之间可采用2W CO接口或4W E&M接口方式，其接口电平、阻抗、EM类别应相互一致。

交换机接口统计如图21-37所示。



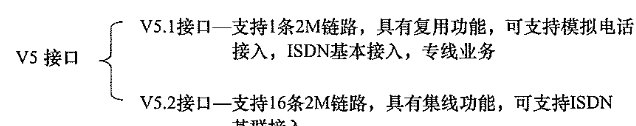




图21-37 交换机接口统计图

## 七、交换设备选型要求和容量配置

电力调度交换系统宜采用成熟、稳定的调度交换机作为组网设备，调度交换机公共设备部分（包括控制板、网络单元、信令板、二次电源）要求支持热插拔，并采用1+1热备份方式进行冗余配置，支持双路−48V直流电源输入功能。调度交换机的公共设备部

分应为冗余控制系统，即包含两套完全独立的公共设备（包括处理器、电源、交换矩阵等），其中一套公共设备为主用方式运行，另一台公共设备为热备用方式。如果主用控制设备出现故障，系统将自动切换到备用控制设备，而且已建立的呼叫不能被中断，冗余控制系统的运行可由其中的任何一套公共设备来保证。

根据网络位置不同，调度交换机需采用不同的配置容量以满足组网需求。各层面调度交换系统的典型配置见表 21-27。

表 21-27　　各层面调度交换系统的典型配置表

| 站点类型 | 国调 | 网调 | 省调 | 地调 | 县调 | 终端站 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 系统容量（线） | ≥1800 | ≥1024 | ≥1024 | ≥512 | ≥256 | ≥48 |
| 处理能力 BHCA | 1.44M | 0.19M | 0.19M | 0.19M | 0.19M | 0.19M |
| 数字中继量（个） | ≥64 | ≥128 | ≥128 | ≥32 | ≥4 | ≥2 |
| 模拟中继量（个） | ≥8 | ≥8 | ≥8 | ≥8 | ≥8 | |
| 数字用户数量（路） | ≥8 | ≥8 | ≥8 | ≥8 | | |
| 模拟用户数量（路） | ≥32 | ≥16 | ≥16 | ≥16 | ≥8 | |
| IP 用户数量（路） | ≥32 | ≥32 | ≥32 | ≥32 | | |
| 录音通道数量（路） | ≥64 | ≥64 | ≥64 | ≥32 | ≥8 | ≥8 |
| 调度台类型 | 触摸屏调度台 | 触摸屏调度台 | 触摸屏调度台 | 触摸屏调度台 | 触摸屏调度台 | 按键/触摸屏 |
| 网管能力 | 具备 | 具备 | 具备 | 具备 | 具备 | 具备 |

## 八、交换设备的主要功能及性能要求

交换设备的功能，以及调度台、分级和维护终端功能应符合 DL/T 795《电力系统数字调度交换机》。

交换设备的接口、信号方式、铃流及信号音、时钟同步、大话务量要求、传输要求、可靠性、电磁兼容、过电压保护、电源与接地和环境要求等性能要求应符合 DL/T 795《电力系统数字调度交换机》。

此外，还应具备以下功能和性能。

1. 功能

（1）调度交换机功能。电力系统调度交换网所有的交换机都具有本机用户交换、本机用户与电力调度交换网用户交换、本机用户与电力行政交换网用户交换的功能。各级交换中心与汇接站的交换机还应有汇接功能，完成电力系统调度交换网中继线之间的交换和汇接。

调度交换机作为电力调度功能使用的交换机，除具备程控电话交换机的功能以外，还应具备以下功能：

1）调度交换机配置行政交换功能时，调度用户应具有优先功能；调度用户与行政用户之间应有一定的隔离，隔离程度可以设置。

2）异常情况下（如单方常摘机、线路接地、短路等）应能对中继线或用户分机自动闭锁与恢复。

3）具有录音接口，可实现调度台与调度用户的实时录音。

4）可配置数字中继、E&M 中继、二线环路中继；可与其他交换机联网，可实现 DID、DOD2、DOD1 接续。

5）提供专用的调度信令，组成调度专用网。

6）网内可实现对中继线和用户线各种限制功能。

（2）调度台功能。

1）调度台号码。每个调度台都有独立号码，用户可以呼叫指定调度台。

2）调度台分组。调度台可以分组，同组调度台可设置独立的号码，当有来话呼叫该组调度台时，该组调度台均可振铃，其中任意调度台都可接听来话。同组调度台应共用保留队列，某一调度台对来话进行保留后，同组其他调度台都可以进行恢复操作。

3）调度台呼出。调度台用户键号码可通过维护终端设置或调度台设置。调度台可按用户键或号码键进行呼出。

4）调度台状态显示。触屏调度台和鼠标调度台通过按键颜色表示用户呼叫状态，键盘调度台通过指示

灯表示用户呼叫状态。

5）调度台应答。调度台具有以下应答方式：①按键应答，调度台按“应答”键，可应答来话队列中最前面的来话；②自动应答，调度台振铃一声后，自动启动传声器和扩音器通话；③摘机应答，调度台拿起话筒，即可应答来话队列中最前面的来话；④选择应答，多个用户呼叫调度台时，调度台可选择其中任何一个首先应答，调度台在与被应答用户通话时，其他呼叫调度台的用户继续听回铃音，等待调度台应答，调度台在通话时，如还有未应答的来话，调度台可继续振铃；⑤群答，同时有多个用户呼叫调度台时，调度台可以群答，即同时应答所有来话(内线或外线)。群答状态下，被应答的用户之间及调度台与用户之间都可以通话。

6）出局中继线自动连选。当一个中继组为多条中继线组成时，首选中继线占线或故障时，能够自动选择空闲中继线，若没有空闲中继线时，快速自动转移到迂回路由上去。相邻中继线自动连选的间隔时间不大于1s。

7）强插与强拆。

8）闭铃。如调度台处于通话状态，又有新的来话呼入，调度台可进行闭铃操作，即在本次通话过程中不振铃；通话结束后，闭铃自动解除。

9）故障切换。调度台出现故障时可自动进入故障切换状态，将调度台的来话全部转入某一指定分机。

10）转接。调度台可转接来话，使当前与调度台通话的内线或外线用户与其他内线或外线用户建立通话。

11）保留。调度台应具有保留功能，至少可保留四方来话。

12）紧急呼叫。应设置紧急呼叫号码，当用户紧急呼叫时，可发出明显区别于其他呼叫的振铃声，调度台可优先应答紧急呼叫。

13）电话会议。调度台能通过点呼或组呼组织电话会议，包括广播会议和多方会议。

14）一键多用户。调度台可将一个用户键设置对应多个号码。呼叫第一个号码不成功时，自动呼叫后面的号码。呼叫等待的间隔时长可由调度台设置。在间隔时长尚未结束时，调度台可提前结束当前通话，转呼叫下一号码。可进行轮选和单呼选择。

15）点名。调度台可顺序呼叫预先设置的点名号码。点名号码可设置达40个。

（3）分机功能。

1）分机用户编码位数为1～4位，其中首码可以灵活设置。

2）可将分机用户设置为不同的优先和限制级别。高级别的分机能对低级别的分机进行强插与强拆。

3）分机可设置为立即热线或延时热线。

4）分机正在通话时，主、被叫用户均可通过拍叉簧使通话转移到其他分机或中继。

5）分机可设置呼叫转移，包括无条件转移、遇忙转移、久叫不应答转移。

6）分机可设置连选号。

7）代答功能。

8）三方通话功能。

9）呼叫等待功能。

10）缩位拨号功能。

11）会议电话功能。

12）区别振铃功能包括区分外线呼叫、内线呼叫和紧急呼叫。

13）模拟分机可具备主叫号码显示功能。

（4）录音系统功能。

1）录音系统应至少同时向2个调度台或用户话机提供录音功能。

2）录音接口及控制方式。录音系统应能提供实时同步数字接口或模拟接口。对于数字接口，话机或调度台是否被录音应由维护终端进行设置，录音的启动与结束应由主机控制。对于模拟接口，录音的启动或结束应同时提供声控与压控两种方式。

3）录音数据的存储。

4）数字接口的录音系统，每一项录音数据需提供通话双方号码(调度台左右手柄应可以区分)、通话起始时间与结束时间。

5）录音系统的录音时间不小于3000h。录音通道根据各级调度需要分别配置8、16、32通道。

6）录音数据备份。应能提供自动备份与手工备份两种方式。自动备份介质应为可读写光盘或移动硬盘，并可根据用户需求进行更换。自动备份失败时，应能向维护人员提供声光告警。

7）录音数据查询。录音数据应有多级限制，有权用户可以通过被录音的调度台或话机进行放音。调度台或话机只能播放自己的录音，且可对录音数据进行加密。录音系统终端可以对全部录音进行查询。有权用户可以根据输入被录音号码、通话号码、录音的时间范围和录音通道号等条件进行查询。

（5）维护终端功能。

1）可通过维护终端显示系统信息，包括系统数据、用户级别和数据、中继数据、告警信息及其他必要信息。

2）可通过维护终端在线设置或修改数据，包括系统数据、用户级别和数据、中继数据以及其他必要数据。

3）远端维护功能。

4）呼叫记录功能，对每次呼叫都要记录主被叫号码、起止时间、呼叫结果（成功、忙、超时应答、失败）等。

（6）网管系统功能。根据电力调度交换网的组网方式和监控方式的需要，可建设集中、分层的网络管理系统，主监控中心宜设在主网交换中心，区域监控中心设置于区域网交换中心。网管系统的建设也可随着其他通信监控系统的网管系统综合考虑，统一建设。

网管系统功能包括：

1）运行调度管理：对调度运行状态进行监测管理，包括话务统计，话务负荷流向和设备运行数据统计，以安排电路与调配话路。监测通信系统为调度值班人员的指挥和处理故障提供了可靠的依据，减少指挥上的判断失误。

2）调度网故障处理：调度网发生故障时，能迅速核定故障设备、故障类别、故障发生时间，实时定位向上一级网管中心发出报告，指挥人员能迅速提出处理意见，及时排除故障。

3）信息收集、统计分析：系统应能周期、定时、按项目统计、分析与测量，并能通过数据链路送至网管中心，并可按月、季、年打印出分析统计报表。

4）主监控中心可以发出收集信息指令，区域监控中心应能按指令要求统计需要的信息送至主监控中心。

5）安全功能：为保证网管中心的正常运行，调度交换系统的网管中心应有较高的优先级。防止无权用户进入网管中心，网管中心与其他网络隔离，防止外来侵入。

网络管理要求及功能应遵照 YDN 065—1997《邮电部电话交换设备总技术规范书》的相关要求。

2. 性能

（1）调度机性能。调度交换机的公共设备部分应为冗余控制系统，即包括两套完全独立的公共设备（包括处理器、电源、交换矩阵等），其中一套公共设备运行在主用方式，另一台公共设备运行在热备用方式。如果主用控制设备出现故障，系统将自动切换到备用控制设备，而且已建立的呼叫不能被中断，冗余控制系统的运行可由其中的任何一套公共设备来保证。

（2）调度台性能。

1）按键调度台宜同时具备−48V 直流电源和220V 交流电源两种供电方式。

2）触屏调度台和鼠标调度台可由−48V 直流或220V 交流一种电源供电。

3）容量：调度交换机应可连接 10 个或以上的调度台。每个调度台上应有两个可独立工作的手持送受话器。键盘调度台上应有 20～300 个用户键。

4）键盘调度台号码键：实现拨号的号码键，相当于用户话机的号码键。

5）键盘调度台功能键：实现调度台功能的按键，如强插键、会议键、转接键等。

6）键盘调度台用户键：可将任意一个用户键定义为内线用户、外线用户、中继线、来话应答序号键（最大可达不同的 8 个号）、来话保留序号键（最大可达不同的 8 个号）和会议键等。其中：

a. 内线用户，对应某一内线用户号码，按该键表示呼叫相应用户；

b. 外线用户，对应某一外线用户号码，按该键表示呼叫相应用户；

c. 中继用户，对应某条中继线，按该键表示占用相应中继线；

d. 来话应答序号：对应来话队列中某个来话，按该键表示应答相应来话。

7）主被叫显示：调度台上应可显示主被叫用户号码。

8）接口：调度台与主机之间的距离可达 1.5km（采用 0.5mm 线径时）。

调度台应具备下列外部接口：①传声器，除具有内部传声器外还可外接传声器，外接传声器时，内部传声器不起作用；②扩音器，除具有内部扬声器外还可外接功放或有源音箱，外接功放或有源音箱时，内部扬声器不起作用；③录音，应具有外部录音接口。

## 九、软交换调度的引入

### （一）软交换调度交换网网络结构

1. 体系架构

电力调度交换网主要有电路交换和分组交换两种技术；针对基于软交换的调度交换网络，采用业务、控制和承载相分离的架构。

网络层次：电力软交换调度交换网从层次上分为业务层、控制层、传输层和接入层，网络以 NGN 技术为核心，由软交换调度机与远端 IP 调度终端等接入设备组成，其中软交换调度机位于控制层，是电力软交换调度交换网的核心设备。

业务层：采用开放的业务接口，利用各种网络资源，提供传统调度机的业务和其他增值业务，包括集中录音录像系统、调度指挥管理系统、音视频会议系统和集中网管系统等。

控制层：提供呼叫控制、连接控制、协议转换和路由解析等功能，支配网络资源。主要设备为软交换调度机。

传输层：基于分组交换技术，负责软交换调度网络内各类信息由源到目的地的传送，具有较高的 QoS

保证，通常为基于IP的分组承载网或具有MSTP功能的传输网。

接入层：提供丰富的接入手段，将各类用户连接到软交换调度网络，并将信息格式转换成为能够在分组网络上传输的信息格式。主要设备为各种网关和软交换业务接入控制设备等。

2. 网络组织

（1）电力软交换调度交换网内接入层和控制层节点通过IP承载网互联。

（2）软交换调度机之间可采用SIP中继和E1数字中继混合组网，优选SIP中继。

（3）软交换调度机与电路交换调度机之间采用2M中继组网。

（4）调度终端可采用具有IP接口的调度终端，直接通过IP承载网接入电力软交换调度交换网，也可通过IAD设备接入电力软交换调度交换网。

（5）电力软交换调度交换网必须对注册入网的调度终端进行安全认证。直调变电站IP调度台通过IP网络注册到软交换调度主机上。

电力软交换调度交换网体系如图21-38所示。

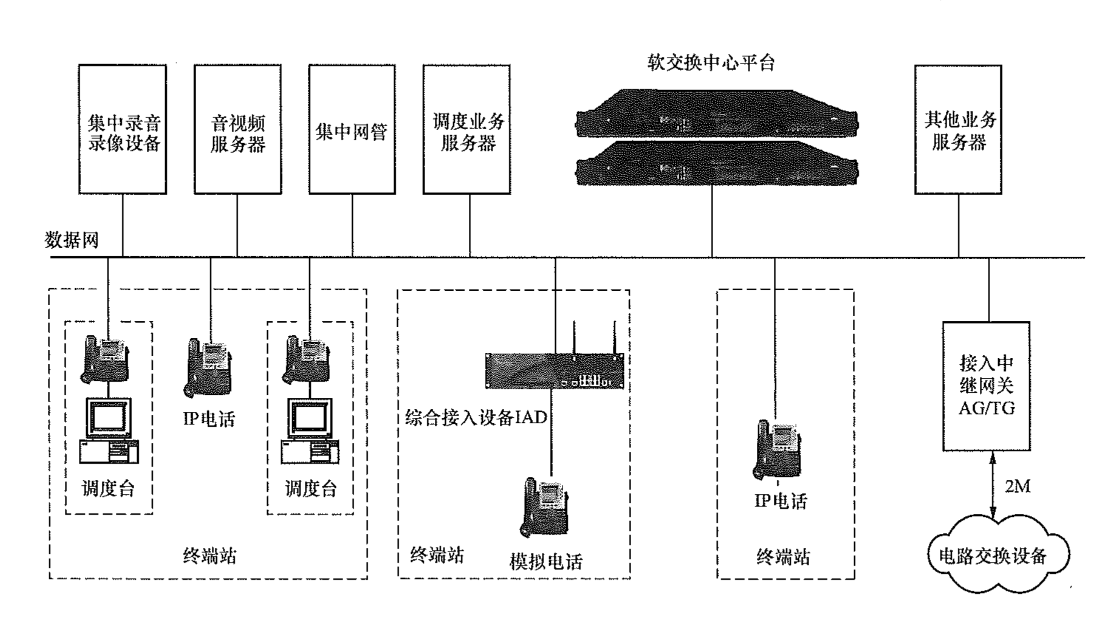



图21-38　电力软交换调度交换网体系

（二）软交换调度的优点以及仍需研究解决的问题

1. 软交换调度的优点

（1）网络结构简单，设备布置灵活，可扩展性高。

（2）实现可视电话和可视电话会议功能。

（3）兼容当前电路交换网络。逐步实现电路交换向软交换的无间隙过度。

（4）可根据用户的需求，提供更多的个性化服务。

（5）采用分布式结构理念，有效提高系统运行可靠性和抗灾害能力：

1）放置在不同地点的多个软交换控制中心平台组成一个共同的系统，具备一个统一的数据库。

2）每个IP电话终端可注册到多个软交换中心，按设置的优先顺序登录。

3）当主控制中心故障，自动转接到第二个软交换控制中心、第三个控制中心。

4）理论上只要一个软交换中心工作正常，整个系统的电话接续就不会中断。

2. 需研究解决的问题

（1）IP网络对软交换的影响；

（2）软交换系统对IP网络特性的适应性，包括带宽（速率）、丢包率、网络时延、抖动、错序等；

（3）抵御非法入侵；

（4）防止黑客攻击；

（5）防止计算机病毒感染；

（6）防止网络风暴对IP调度用户的影响；

（7）防止开放网络的不可预见因素影响，包括带宽不足、带宽波动、延时不均、硬件故障等。

## 十、设计中可参考的标准或文件

电力调度交换系统设计的用户主要是电网公司调度主站和变电站，能源企业的集控中心、开关站和电厂等。可参考的标准如下：

DL/T 5157《电力系统调度通信交换网设计技术规程》；

DL/T 795《电力系统数字调度交换机》；

Q/GDW 754《电力调度交换网组网技术规范》；

调通〔2012〕6 号《南方电网调度语音交换网组网优化技术规范书》。

# 第六节　行政交换系统

## 一、电力行政交换系统的技术演进

交换技术主要经历了电路交换、IP 交换、软交换和 IP 多媒体子系统（IP multimedia subsystem，IMS）阶段。基于电路交换技术的程控交换技术，是目前应用范围最广、时间最长、最成熟的交换技术，网络安全可靠，通话质量较好。但是该技术主要满足语音、传真、电话会议等窄带业务，宽带类业务由于与交换机软硬件绑定较深，全网或局部部署非常困难；随着新业务应用需求不断增长，现有程控交换网的业务支撑能力愈显不足；传统电路交换机网络复杂，运维成本高，而且多数已到达生命周期年限，设备老化、设备故障率不断增加。

从技术发展趋势来看，新一代交换技术已经成熟，软交换和IMS是下一代交换网络两种比较适合的网络技术。目前，中国南方电网有限责任公司和内蒙古电力（集团）有限责任公司采用软交换技术进行了行政交换系统的改造，而国家电网则已确定IMS作为下一代行政交换网的发展方向。本节主要参考邮电行业及国家电网IMS交换网的组网特点，对利用IMS技术构建行政交换网进行详细介绍。

## 二、IMS 技术概述

IMS 是一种全新的多媒体业务形式，由 3GPP 标准组织在R5版本基础上提出，是在基于IP的网络上提供多媒体业务的通用网络架构，被认为是下一代通信网重要技术之一。IMS 引入语音、数据、视频三重融合等差异化业务的重要方式，可为终端客户提供更新颖、更多样化的多媒体业务需求。因此 IMS 已经不仅仅是传统意义上的以语音业务为主的交换技术，更是一个提供能够长期演进的通信平台。

IMS 采用 SIP 作为主要呼叫协议，有利于实现基于会话的多媒体业务，即在同一个呼叫中同时包含语音、图像、数据等多种媒体形式。IMS 支持移动固定多种接入、开放灵活的业务架构，已经被欧洲固定标准组织 TISPAN、国际电联 ITU-T 等接纳，同时以其业务、控制、承载完全分离的水平架构，集中的用户属性和接入无关等特性，也使得IMS成为固定和移动网络融合演进的基础。

### （一）主要网元

IMS 网络有多个网元，分别部署在控制、承载、互通、业务等多个层面。IMS 主要网元功能见表 21-28。

表 21-28　IMS 主要网元功能

| 序号 | 网元缩写 | 网元名称 | 主要功能 |
|---|---|---|---|
| 1 | CSCF | 呼叫会话控制功能（call session control function） | IMS 系统呼叫控制核心，在 IP 传输平台上实现多个实时业务的分发，具有中心路由引擎、策略管理和策略执行功能 |
| 1.1 | P-CSCF | 代理会话控制（proxy CSCF） | 产生 CDR 话单，用户漫游计费需求提供 Gm 接口上的 SIP 压缩和完整性保护，将终端的请求路由到正确的 I-CSCF 或者 S-CSCF |
| 1.2 | I-CSCF | 查询会话控制（interrogating CSCF） | 在 IMS 终端注册时，为用户分配提供服务的 S-CSCF 为来话选择被叫注册的 S-CSCF |
| 1.3 | S-CSCF | 业务会话控制（serving CSCF） | IMS 用户注册认证业务触发和控制会话路由 |
| 2 | HSS | 本地用户服务器（home subscriber server） | 记录每个 IMS 用户的用户信息和业务数据；用于认证和授权的安全信息；支持用户注册、记录不同系统间的位置信息 |
| 3 | ENUM/DNS | 号码映射/域名系统（telephone number mapping/domain name system） | ENUM 服务器在 IMS 系统中进行 E.164 号码和 ENUM 号码翻译，DNS 服务器在 IMS 系统中为核心设备提供域名地址的转换查询 |
| 4 | MRF | 多媒体资源功能（multimedia resource function） | 包括 MRFC 和 MRFP 两部分，功能包括：铃音与录音通知的播放；会议的媒体流处理（混音等）；编解码转换；DTMF 信号处理 |
| 5 | MGCF | 媒体网关控制功能（media gateway control function） | 在 IP 多媒体子系统（IMS）的一个组成部分，它在 ISDN 部分（ISUP）和 IMS 呼叫控制协议之间执行协议转换 |
| 6 | AGCF | 接入网关控制（access gateway control function） | 通过 H.248、MGCP 或者 V5 协议接入传统的 POTS、ISDN 用户 |
| 7 | BGCF | 出口网关控制功能（breakout gateway control function） | 控制传输到公共交换电话网络或来自公共交换电话网络（PSTN）的呼叫 |

续表

| 序号 | 网元缩写 | 网元名称 | 主　要　功　能 |
|---|---|---|---|
| 8 | SBC | 会话边界控制（session border controller） | 主要功能包括接入许可控制、网络拓扑隐藏、NAT 及 NAT 穿越、QoS 及带宽策略和网络安全机制 |
| 9 | IM-MGW | IP 多媒体网关（IP multimedia media gateway） | 负责 IMS 与 PSTN/CS 域之间的媒体流互通，支持 PSTN/电路域 TDM 承载和 IMS 用户面 IP 承载的转换 |
| 10 | AS | 业务应用服务器（application server） | 提供基础话音、传真、语音会议、视频会议以及多媒体等业务 |

### （二）网络结构

IMS 系统组网架构有多种形式，可以采用集中或分散的部署方式，而组网架构将影响IMS网络建设方式、运维管理模式，合理的组网架构能降低建设成本、减轻运维压力、减少话务迂回、提升网络安全性。

IMS 采用扁平化的网络结构，充分体现了承载、控制、业务相分离的理念。IMS 网络不同功能区域之间采用开放接口协议，提供以 IP 为承载的、基于 SIP 协议的多媒体会话业务的控制能力和业务提供能力。

IMS 内部，CSCF 之间均采用 SIP 协议完成互通，CSCF 与 HSS 间通过 diameter 协议进行互通，CSCF 与 MGCF 间也通过 SIP 协议进行互通。IMS 网可通过 ISUP 协议通过 MGCF/IM-MGW 与现有行政交换网以及电信运营商网络互通；也可通过 SIP-I 协议与软交换或公网 IMS 网络互通。

IMS 网络结构如图 21-39 所示。

## 三、核心网组网及规模测算

### （一）组网方式

IMS 系统组网方式主要可分为全网集中部署、分大区部署、分省部署、分地市部署四种方式。结合电力系统专网业务规模较小的特点，同时从组网合理性、建设难度、运行维护方式、建设成本、数据承载网等多个维度进行对比分析，IMS 网络的组网架构宜采用分省部署的方式进行构建。分省部署 IMS 核心网络，采用扁平化的方式进行组网。

IMS 全网组网架构如图 21-40 所示。

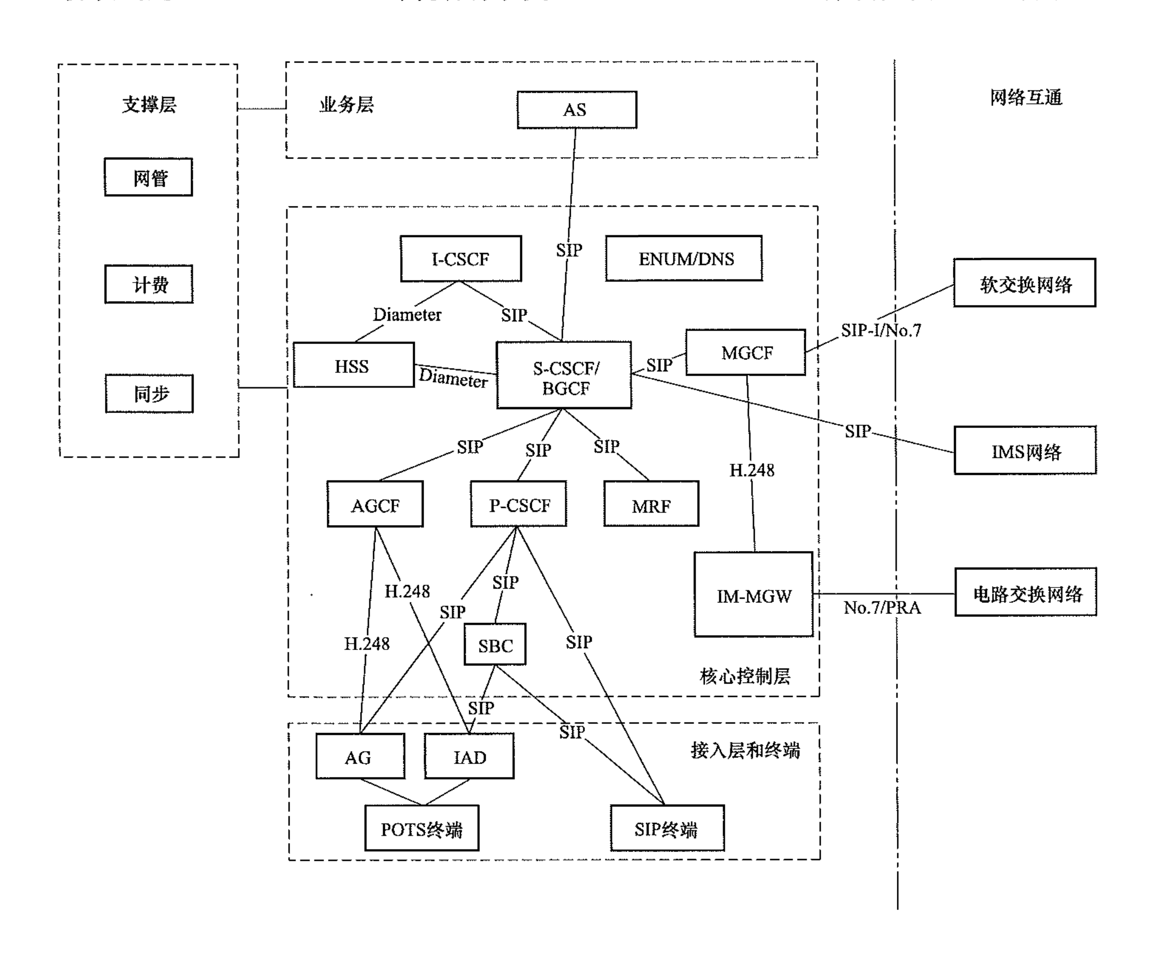



图 21-39　IMS 网络结构图

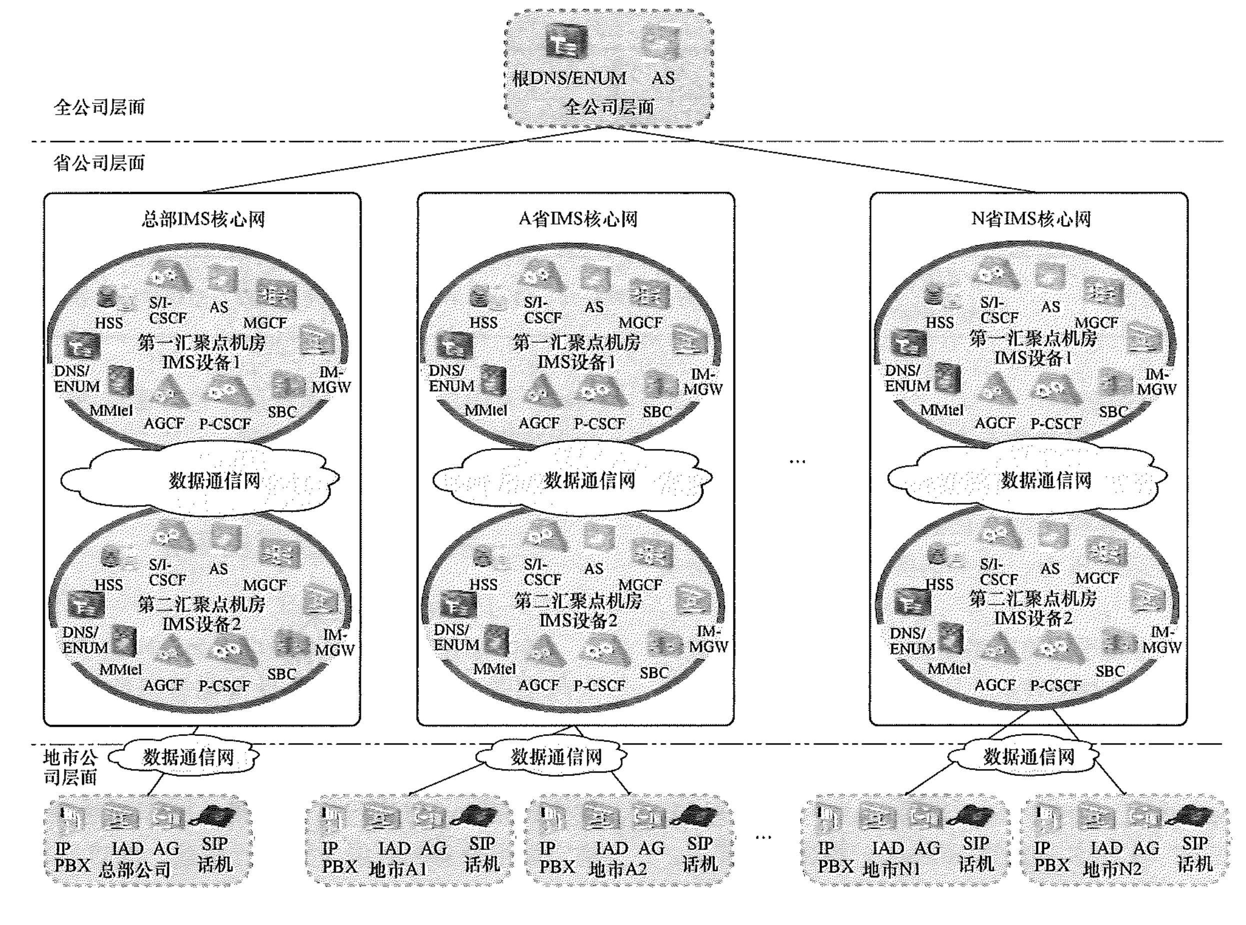



图 21-40 IMS 全网组网架构图

IMS 的技术特点决定了分省部署的 IMS 行政交换网宜采用集中部署的方式。考虑系统的安全性，行政交换网将采用 IMS 核心设备 1+1 部署的方式，即在省公司配置一套IMS核心设备，同时在省公司第二汇聚点配置一套IMS核心设备。全省电力系统行政交换网的呼叫信令处理、呼叫性能控制、语音业务和中继业务处理、呼叫建立、业务提供以及相关的管理任务都由 IMS 核心设备进行处理。

两套IMS核心设备采用主备或互备的方式运行，实现核心设备的异地容灾，当一台 IMS 核心设备出现故障时，系统倒换至另一台IMS核心设备上，整个省公司行政电话业务将全部承载在另一台IMS核心设备上。

此外，在省公司层面或地市公司层面可配置 IM-MGW 以恢复原有行政交换机所有 2M 数字中继局向和公网中继局向。

支撑系统方面：省公司配置集中网管系统及计费系统；地市公司配置网管客户端及计费客户端，采用分权分域的方式实现对本地区行政电话业务的管理及计费工作。

业务应用方面也采用集中部署方式，在省公司部署 AS 服务器或第三方业务应用服务器，为全省行政电话用户提供基本业务及多媒体业务。

IMS 核心网组网架构如图 21-41 所示。

（二）业务话务模型

目前电力系统办公、生产的业务正从传统的单一语音通信业务逐步向语音、数据、视频融合的业务方向发展。部署IMS网络后，将会逐步部署多媒体新业务，但考虑到电力系统行政交换网的主要用途是行政办公通话，作为企业专网通信话务模型也有别于公网运营商，同时综合电力系统行政交换网的特点，制定以下业务话务模型。

1. 基本业务话务模型

对于语音业务话务模型，在公网运营商中估算话务量、核算网元配置时，普遍采用“忙时每用户平均音频话务量”结合“忙时每音频呼叫平均占用时长”及用户数来计算语音交换网络整体的话务量。“忙时每用户平均音频话务量”通常取值 0.02Erl，其中 Erl 是话务量单位，用来体现通话强度，指在一特定时间(1h)内呼叫次数与每次呼叫平均占用时间的乘积。针对电力系统企业专网特点，其忙时每用户语音话务通常会比公网中的普通用户高，因此电力系统“忙时每用户平均音频话务量”可取 0.025Erl。“忙时每音频呼叫平均占用时长”也较公网中的 60s 的经验值稍高，取值 90s。

同样的情况适用于“忙时每用户平均视频话务

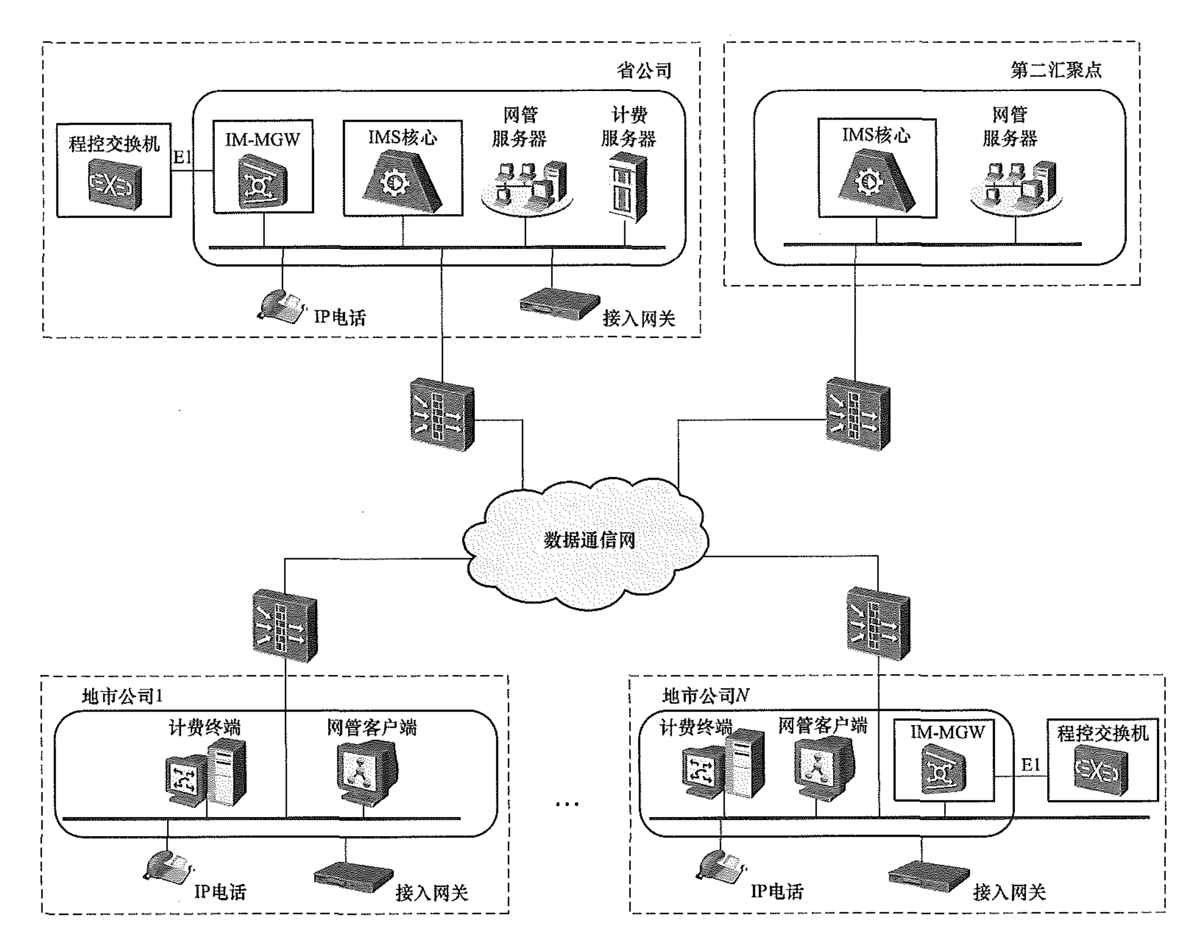



图 21-41　IMS 核心网组网架构图

量"，也认为在电力系统企业专网中视频话务较公网中的经验值 0.002Erl 更高，取值为 0.004Erl。"忙时每视频呼叫平均占用时长"取值 180s。

电力系统基本话务量模型见表 21-29。

**表 21-29　电力系统基本话务量模型**

| 序号 | 项　　目 | 数值 | 单位 |
|---|---|---|---|
| 1 | 忙时每用户平均音频话务量 | 0.025 | Erl |
| 2 | 忙时每用户平均视频话务量 | 0.004 | Erl |
| 3 | 忙时每音频呼叫平均占用时长 | 90 | s |
| 4 | 忙时每视频呼叫平均占用时长 | 180 | s |

2. 话务比例模型

在计算网元配置和网络带宽流量时，还需要考虑到整个网络中的话务比例关系。根据国家电网有限公司目前行政交换网的现状，并且考虑到在IMS网络建成后，存在与现有电路交换网络以及软交换网络的互通过渡期，制定了公司话务比例模型。公司行政交换网话务比例现状包括：

（1）行政交换网的跨省长途业务很少，大部分为省内通话；

（2）除省到总部的通话外其他平级省之间的通话极少；

（3）省内除地市到省会通话外，其他地市之间的通话极少，大部分为本地市通话；

（4）话务流向较为单一、话务流量较为稳定；

（5）各地市至公网的通话比例较高。

另外，考虑到电力系统原程控用户或软交换用户在割接到IMS上时，基本都采用整局割接的方式，因此割接后IMS用户与原有程控或软交换用户的互通比例相对会较小。但同时又考虑到整个用户割接是一个比较长的过程，因此IMS用户呼叫本网用户、呼叫程控或软交换用户以及呼叫外网用户的比例都选择整个过渡期中可能的最高值进行计算。综合以上因素，电力系统 IMS 基本话务量模型见表 21-30。

**表 21-30　电力系统 IMS 基本话务量模型**

| 序号 | 项　　目 | 占比 | 备注 |
|---|---|---|---|
| 1 | IMS 用户作主叫 | 50% | 合计为100% |
| 2 | IMS 用户作被叫 | 50% | |
| 3 | IMS 用户呼叫 IMS 用户 | 70% | 均取最高值 |
| 4 | IMS 用户呼叫原电路交换网用户 | 20% | |
| 5 | IMS 用户呼叫外网运营商 | 30% | |

续表

| 序号 | 项　　目 | 占比 | 备注 |
|---|---|---|---|
| 6 | IMS 用户呼叫本地 | 70% | 合计为100% |
| 7 | IMS 用户呼叫本省长途 | 20% | |
| 8 | IMS 用户呼叫外省长途 | 10% | |

3. 冗余系数

IMS 系统网元容量配置测算时，为保证网络的轻载性和安全性，需要考虑为网元容量和处理能力保留一定的冗余度，保障网元在一定程度的非正常情况下也能正常运转。IMS 系统中提供业务的大部分网元，如 CSCF、AGCF、IMS 多媒体电话业务（multimedia telephony，MMTEL）、SBC 等，统一取冗余度 1.25（公网经验值）；对于 IMS 系统中存储数据的数据库类网元，如 HSS、ENUM/DNS 等，统一取冗余度 1.5（公网经验值，由于储存全网数据并对全网数据进行翻译、转换等处理，因此一般取 1.5 的冗余度）。

（三）规模测算

IMS 核心网元的部署应根据业务需求，结合实际用户数量，考虑远期规划，合理规划设备容量。确定 IMS 核心网元建设规模和容量配置。

1. S/P/I-CSCF

CSCF 网元能力需求来源于普通语音业务及多媒体增值业务。但由于多媒体增值业务根据业务需求有着较大不确定性和可变性。本节仅给出计算普通语音业务的容量需求的计算方法。

普通语音业务容量有网络容量（万门）和忙时会话次数（busy hour session attempts，BHSA）两个表征指标。对于程控交换设备，仅计算普通语音业务的容量需求，因此使用忙时呼叫次数BHCA进行描述。对于IMS 系统，考虑到语音及多媒体业务对设备的容量需求，统一使用 BHSA 描述更加合理。

CSCF 网络容量=CSCF 所覆盖用户数×1.25（1.25 为冗余系数）

CSCF 忙时会话次数=CSCF 所覆盖用户数×每用户忙时呼叫次数×1.25
=CSCF 所覆盖用户数×忙时每用户平均音频话务量×3600/忙时每音频呼叫平均占用时长（s）×1.25

2. HSS 设备

HSS 容量需求指标为动态用户容量，即动态用户的 1.5 倍，计算式为

HSS 容量需求=HSS 动态用户数×1.5（1.5 为冗余系数）

3. ENUM/DNS 设备

ENUM/DNS 容量需求=ENUM/DNS 所辖用户数×1.5（1.5 为冗余系数）

4. MGCF 设备

（1）MGCF 处理能力（BHSA）测算方法为

MGCF 处理能力（BHSA）
=MGCF 同一区域内 S-CSCF 用户×2×过网话务比例×单用户每小时呼叫次数

其中

过网话务比例
=IMS 用户呼叫程控网用户占比+IMS 用户呼叫外网运营商占比

单用户每小时呼叫次数=忙时每用户平均音频话务量×3600/忙时每音频呼叫平均占用时长（s）

（2）中继处理能力计算方法为

MGCF 中继处理能力（中继线）
=MGCF 处理能力（BHSA）×平均通话时长（s）/3600/每中继线最大话务量（Erl）

5. IM-MGW 设备

IM-MGW 处理能力（BHSA）
=IM-MGW 同一省内用户数×2×过网话务比例×单用户每小时呼叫次数

其中

过网话务比例=IMS 用户呼叫程控网用户占比+IMS 用户呼叫外网运营商占比

单用户每小时呼叫次数
=忙时每用户平均音频话务量×3600/忙时每音频呼叫平均占用时长（s）

IM-MGW 最大中继容量（万线）
=IM-MGW 处理能力（万 BHCA）/［忙时每用户平均音频话务量（Erl）×3600/忙时每音频呼叫平均占用时长］

6. AGCF 设备

AGCF 的受限性能指标为用户数及 BHCA。

（1）AGCF 网络容量测算为

AGCF 网络容量（万门）
=AGCF 所辖用户（万户）×1.25

（2）AGCF 处理能力 BHCA 测算为

AGCF 处理能力（万 BHCA）
=AGCF 所辖用户（万户）×单用户忙时呼叫次数

7. SBC 设备

SBC 设备容量应与 CSCF 网络容量一致。

## 四、互联互通及路由策略

（一）互联互通方式

1. 与公网的互通

IMS 交换网与公网运营商可采用时分复用（time division multiplexing，TDM）方式互通，结合所在地公网的情况也可采用 SIP 中继方式实现互通。IMS 行政交换网与公网互通采用就近出网方式。IMS 用户呼

叫公网运营商用户场景下，IMS 呼叫路由应疏通至IMS 域中主叫用户所在地的公网中继链路，后续的话务路由遵循公网现有路由原则。

各地市公司所在地的公网 2M 中继通过传输网汇聚至省公司或第二汇聚节点，各地市公司的IMS用户至公网的通话均通过省公司或第二汇聚节点配置的IM-MGW 网关疏通至主叫用户所在地的公网出局。若地市公司配置有IM-MGW，所在地公网2M中继可直接与 IM-MGW 对接，主要用户至公网的通话直接从本地出局。

IMS 与公网互通方式如图 21-42 所示。

2. 与现网的互通

IMS 行政交换网除了需要考虑与公网运营商用户的互联互通，还涉及与行政电路交换网以及调度网的互联互通方式。

IMS 交换网与行政电路交换网采用 TDM 互通方式。IMS 行政交换网与行政电路交换网互通的话务路由采用“就远出网、就近入网”的原则。IMS 用户呼叫行政电路交换网用户场景下，IMS 呼叫路由应疏通至 IMS 域中离主叫用户所在地远的 IM-MGW，后续的话务路由遵循行政电路交换网现有路由原则。

IMS 与电路交换网互通方式如图 21-43 所示。

IMS 交换网与调度交换网同样采用 TDM 互通方式，通过省公司配置的IM-MGW网关采用2M中继方式与调度交换机对接，并采用单向互通的方式，即只可实现调度交换网到IMS交换网的通话，作为调度交换网的备用方式。

IMS 与调度交换网互通方式如图 21-44 所示。

3. IMS 省间互通

IMS 交换网采用分省部署的方式，各省之间存在不同 IMS 域间通信的情况。

ENUM/DNS 采用两级结构组网时，包括全网级的根ENUM/DNS服务器和省级ENUM/DNS服务器两级。一级 ENUM 存储全国网公司范围内国网号段与归属省公司 ENUM 地址的对应关系，并存储 IMS 用户电话多媒体公共标识（TEL-IP multimedia public identity，TEL-IMPU）到 SIP 多媒体公共标识（SIP-IP multimedia public identity，SIP-IMPU）的对应关系。

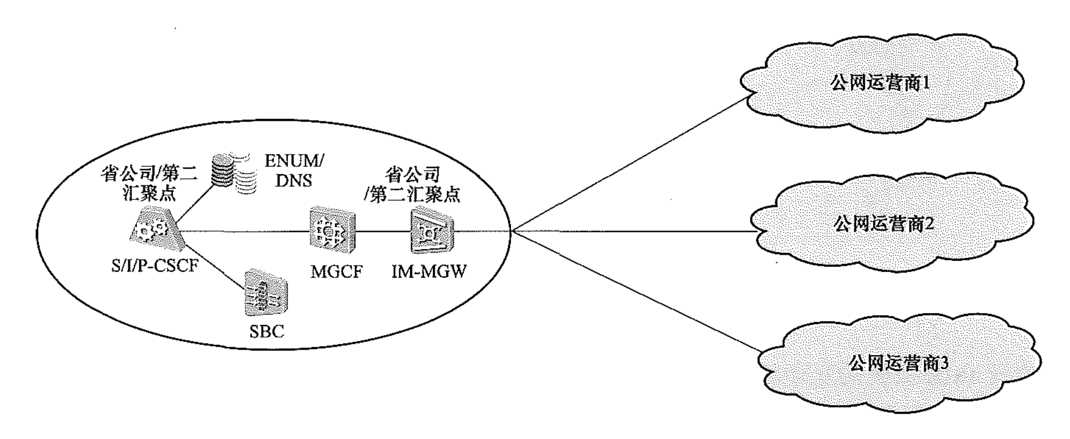



图 21-42　IMS 与公网互通方式

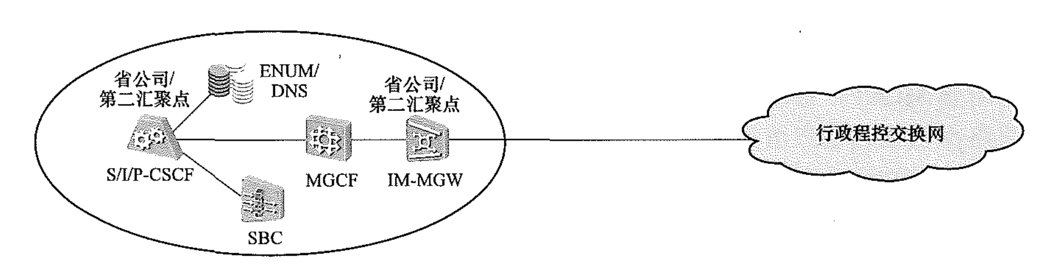



图 21-43　IMS 与电路交换网互通方式

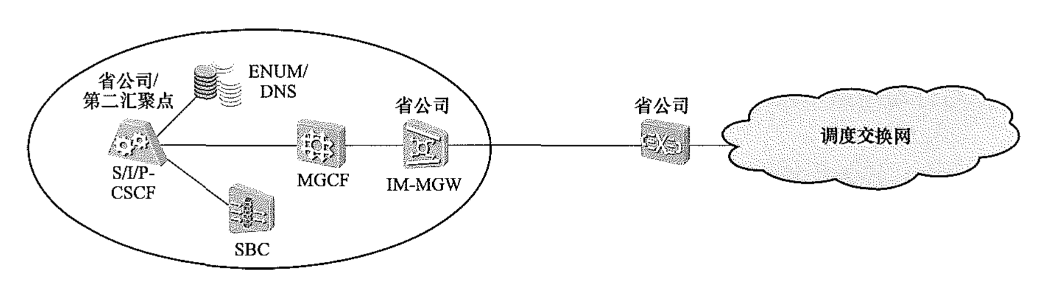



图 21-44　IMS 与调度交换网互通方式

主叫省的 ENUM（A）根据被叫号段将查询请求转发到被叫省的 ENUM（B），ENUM（B）返回被叫用户的 SIP-IMPU；主叫 S-CSCF 再发起 DNS 查询，主叫省 DNS 根据域名转发到被叫省 DNS，被叫省 DNS 返回被叫省 I-CSCF 的 IP 地址。主叫 S-CSCF 将呼叫请求发送到被叫省 I-CSCF，IMS 省间互通方式如图 21-45 所示。

（二）路由策略

1. 跨省路由策略

（1）IMS 网本域内路由策略。IMS 行政交换网用户拨打网内总部或他省 IMS 用户，主叫 S-CSCF 基于两级 ENUM/DNS 查询将呼叫路由至被叫 I-CSCF，被叫 I-CSCF 通过查询 HSS 得到为被叫服务的 S-CSCF，从而将话路路由到被叫。

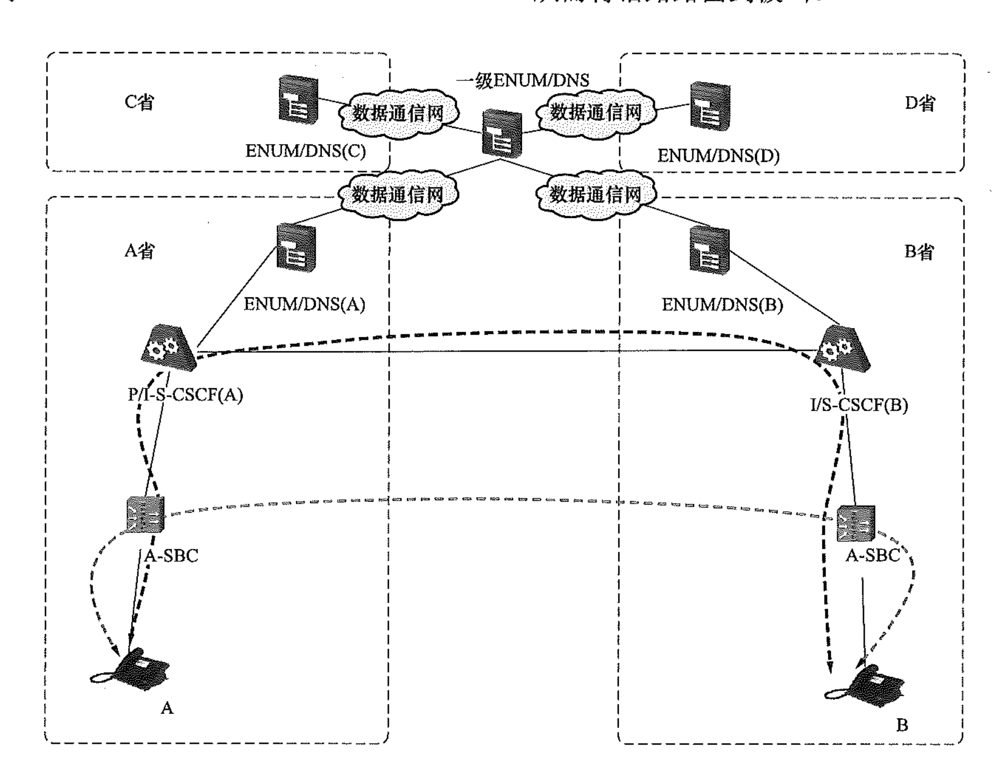



图 21-45 IMS 省间互通方式

（2）与未建设 IMS 系统的互通路由策略。

1)去话路由：IMS 行政交换网用户呼叫跨省的电路交换网用户时，主叫 S-CSCF/BGCF 进行两级查询 ENUM server 解析，将呼叫路由至被叫所在地市的 I-CSCF，I-CSCF 通过查询 HSS 得到被叫不是本网用户，则将呼叫路由到 MGCF，MGCF 根据被叫号码字冠分析将呼叫路由至被叫用户所在地对应的程控网交换设备，后续路由遵循原程控网现有原则。

2）来话路由：电路交换网用户呼叫 IMS 行政交换网用户，到达被叫网络后，通过 MGCF 入指定 I-CSCF，I-CSCF 查询 HSS 得到被叫所在的 S-CSCF，将呼叫路由至被叫。

2. 省内路由策略

（1）IMS 用户与行政电路交换网用户及调度网用户互通路由。

1）去话路由：IMS 行政交换网建设过渡期间，存在 IMS 行政交互与电路交换网共存的情况。用户呼叫省内的电路交换网用户时，主叫 S-CSCF/BGCF 查询 ENUM server 解析失败，将呼叫路由至 MGCF，MGCF 根据被叫号码字冠分析将呼叫路由至被叫用户所在地对应的程控网交换设备，后续路由遵循原程控网现有原则。

2）来话路由：与未建设 IMS 系统互通的省内呼叫与省际互通一致。

对调度交换网，与 IMS 行政交换网之间是单向互通的关系。调度网用户可以单向拨打行政 IMS 交换网用户。调度网拨打行政 IMS 交换网用户的信令和媒体路由方案同上。

（2）IMS 网本域内（省内）呼叫。IMS 行政交换网用户拨打本域 IMS 用户，主叫 S-CSCF 基于省级 ENUM/DNS 解析将呼叫路由至被叫 I-CSCF，被叫 I-CSCF 通过查询 HSS 得到为被叫服务的 S-CSCF，从而将话路路由到被叫。

3. IMS 用户与公网用户互通路由

（1）去话路由：IMS 行政交换网用户呼叫公网运营商用户时，主叫 S-CSCF/BGCF 查询 ENUM Server 解析失败，将呼叫路由至 MGCF，MGCF 根据主叫号码字冠分析将呼叫路由至主叫用户所在地对应的公网

交换设备，后续路由遵循公网现有原则。

（2）来话路由：公网用户呼叫 IMS 行政交换网用户，到达被叫网络后，通过 MGCF 入指定 I-CSCF，I-CSCF 查询 HSS 得到被叫所在的 S-CSCF，将呼叫路由至被叫。

4. DID 号码变换原则

以 DID 方式接入公网的用户需具有公网本地电话号码。本地网其他公网用户呼叫该用户时拨打此号码。

当交换机的用户分机采用公网本地电话号码编号时，其后 4 位号码应为电力交换电话网呼入时的用户分机号码。

## 五、接入层组网

各级单位及供电所、营业厅等站点可配置IMS接入设备或终端，通过数据通信网实现 IMS 接入。IMS 的接入设备包含接入网关（access gateway，AG）、综合接入设备（integrated access device，IAD）、IP 专用交换机（IP private branch exchange，IP PBX），终端包含 SIP 话机和 SIP 软终端。

（一）接入设备

1. AG

AG 位于 IMS/软交换架构当中的接入层，提供模拟用户线接口，将普通电话用户接入到交换网中。

AG 放置于接入侧，通过 SIP/H.248 协议与 IMS 进行交互，实现对用户的呼叫控制，同时 AG 实现语音的编解码、媒体流的打包压缩、静音检测、基本的放音收号等媒体网关功能，实现 POTS 用户与其他用户间的媒体流互通。

AG 属于大容量的用户接入设备，支持用户数量达几百线到上万线，而且可以通过扩展机框来增加容量，一般应用在用户数量较多的场合，如省调、地调等。

AG 最常见的组网应用是作为 IMS 核心网的接入网关，完成普通 POTS 话机的接入，按照 AG 所属网络级别的不同，AG 组网的上联方式有所不同。

（1）AG 双上联组网。在地市级以上重要节点，AG 设备应采用双上行链路，通过两台组网交换机进入 IP 承载网，完成与 IMS 核心网的信令交互，并且通过 IP 承载网完成与其他 AG 设备，或者 IAD 设备、SIP 话机媒体流的互通。AG 设备双上联组网方式示意如图 21-46 所示。

（2）AG 单上联组网。在重要性不高的一般节点，AG 设备可采取单上联，通过接入组网交换机进入 IP 承载网，完成与 IMS 核心网的信令交互，并且通过 IP 承载网完成与其他 AG 设备，或者 IAD 设备、SIP 话机媒体流的互通。AG 设备单上联组网方式示意如图 21-47 所示。

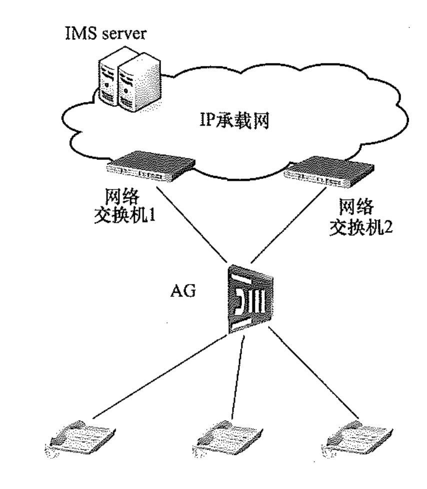



图 21-46　AG 设备双上联组网方式示意图

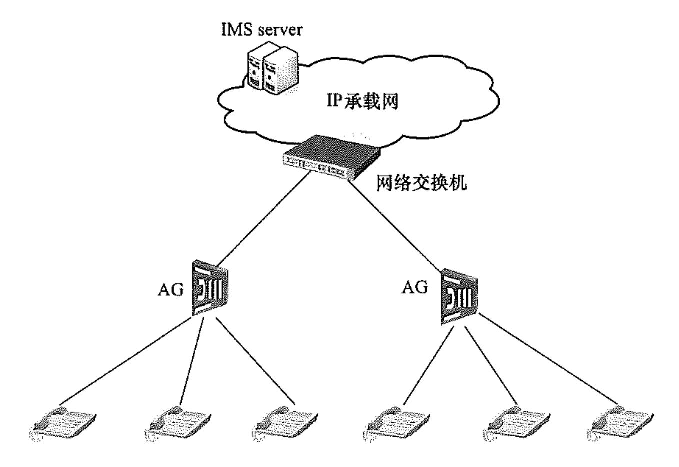



图 21-47　AG 设备单上联组网方式示意图

2. IAD

IAD 主要功能是完成终端用户的语音、数据等业务接入。目前有两种类型的IAD产品：一种是仅能提供用户端语音接入；另一种是可提供用户端语音和数据的综合接入。

IAD 设备容量较小，典型的IAD设备的端口容量为 2、4、8、16、32 等。端口数量一般不会超过 100 个。设备一般放置在离用户较近的地方，如供电所、营业厅，以及楼宇的楼道等。

IAD 设备根据不同应用场景主要有以下两种接入方式：

（1）单点组网。通过 IAD 设备接入用户的 POTS 话机，IAD 的上行通过 IP 数据网，接入到 IMS 网络的边缘设备 SBC，经过 SBC 的安全审核后，用户数据完成用户 IMS 核心设备和其他用户数据的互通。这种模式特别适合小型化、单一办公地点单位进行用户接入，具有成本低，安装灵活的优点。IAD 设备单点组网方式示意如图 21-48 所示。

（2）多点组网。IAD 支持星形连接和级联混合组网，如果用户规模小且分散在多个大楼，可以采用 IAD 的级联模式扩充，通过 IAD 的冗余下行 LAN 口级联，不需要额外增加网络交换机或占用相应端口，

可有效降低部署成本，一般级联数不超过三级。IAD设备多点组网方式示意如图21-49所示。

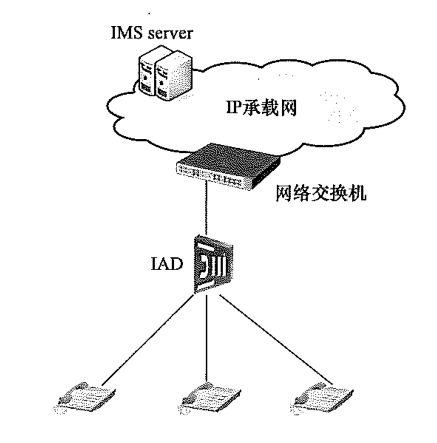



图21-48　IAD设备单点组网方式示意图

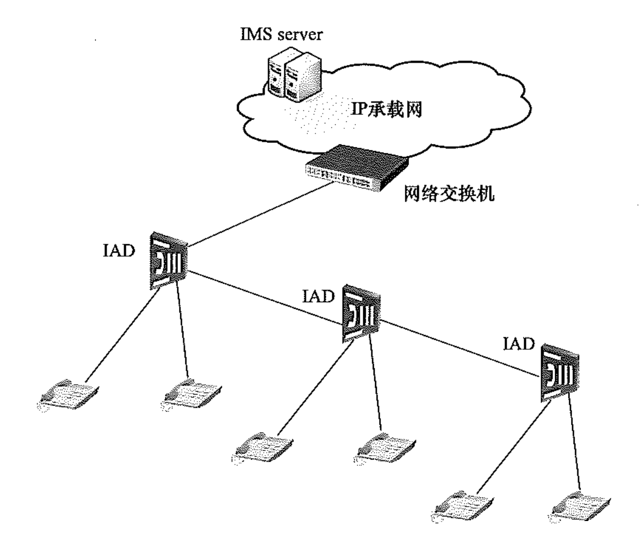



图21-49　IAD设备多点组网方式示意图

3. IP PBX

IP PBX同时具备电话接入和电话交换功能，可通过2M中继和IP多种方式接入IMS网络。由于IP PBX同时提供E1中继接口，可以直接完成与通信运营商的互联互通，提供较多的业务功能，用户可以自行设置其业务功能属性，所以一般可应用于独立性较强或需要个性化设置话音业务的单位。

（二）终端设备

1. SIP话机

SIP话机直接采用IP接口，以RJ-45形式的以太网接口接入IP网络进行通信，进而接入IMS网络。SIP话机既有外观类似普通的POTS话机的低端设备，又有可以提供视频通话等多媒体功能的高端设备。所以，SIP话机一般应用在用户数量极少的单位或用户多媒体需求较高的单位。

根据配置单位网络设备和布线条件，SIP话机一般采用以下两种方案：

（1）独立接入交换机。若布线系统条件满足SIP话机接入，且具备设置专用接入交换机的条件，可采用独立交换机接入的方式，设备的可靠性和承载网的QoS均能得到保证。

（2）共用接入交换机。若布线系统满足SIP话机接入，可不设置独立接入交换机，SIP话机采用与PC机共用接入交换机的方式接入。若布线系统不满足SIP话机接入，可采用两个端口的SIP话机，一个端口连至PC，称为LAN口；另一个端口上连至共用接入交换机，称为上联口。接入交换机可为SIP终端和PC机开通不同的VLAN。

2. SIP软终端

SIP软终端是一种支持IMS SIP协议，并且通过xDSL、WLAN、LAN接入IMS网络的软件客户端，通常安装在个人PC等设备上，Web客户端也是软终端的一种形式。其可通过PC等设备直接接入IP承载网，实现IMS的接入。

（三）配置原则

组合比较上述各种接入设备的组网方式，结合可行性、稳定性及经济性等因素，对以下几种典型的IMS接入场景制定了组网原则。

1. 省公司及地市公司IMS接入原则

（1）若办公场所音频布线采用双绞线布线或具备布线改造条件，满足SIP终端的接入要求，省公司和地市公司IMS接入宜采用SIP话机的方式进行组网，并采用独立接入交换机，用于承载SIP话机。SIP话机的话音数据经过汇聚交换机汇聚后，进入话音专用CE设备。

（2）若办公场所采用传统音频线缆布线且不具备布线改造条件，不满足SIP终端的接入要求。省公司和地市公司可采用AG方式进行组网，AG应采用双上行链路，通过2台汇聚交换机进入数据通信网。

2. 县公司IMS接入原则

县公司根据用户数量宜配置相应规模的IAD，实现行政电话的接入。

3. 变电站IMS接入原则

（1）无人值守的独立变电站宜配置1～2部IP电话，通过数据通信网承载实现行政电话的接入。

（2）有人值守变电站及变电站供电所合一的变电站宜根据供电所办公和维护需求配置相应规模的IAD设备，实现行政电话接入。

4. 供电所及营业厅IMS接入原则

（1）独立供电所（营业厅）日常办公少于2人的站点宜按照配置相应数量的IP电话考虑。

（2）变电站供电所合一或日常办公人数大于2人的站点，宜配置相应规模的IAD设备。

## 六、业务平台

（一）业务需求分析

电力系统部署IMS行政交换网后，除了继承现网

的语音通话、传真等基本业务，以及基于通话的呼叫转移、呼叫等待、主叫号码显示/限制等补充业务外，同时根据生产办公需求，借鉴参考公网运营商先进业务平台建设经验，结合IMS技术，对电力系统业务需求进行细致分析，对用户规模进行科学、合理的预测，提供更丰富的多媒体新业务，以更好的辅助行政办公，提高行政办公的沟通便捷性及业务多样性。

根据业务需求的技术属性进行分类，主要分为传统语音及话音增强业务、宽带多媒体基础业务、宽带多媒体增强业务。

（1）传统电话及话音增强业务：基本话音业务、增强型来电显示业务、补充业务、电话会议业务、通话记录业务、centrex 业务、“一号通”业务、全自动转接业务；

（2）宽带多媒体基本业务：视频通话业务、“统一通信”业务；

（3）宽带多媒体增强业务：视频点播业务、即时通信、电子白板业务、桌面共享业务、文档共享业务、业务自助服务统一门户。

业务需求分析主要对生产办公需求进行需求匹配度分析，需求技术匹配度分析主要从IMS技术业务支持情况、业务实现方式、业务升级难易度、业务管理和维护、业务信令安全性、标准化程度、产业链支持程度、业务部署成本方面进行业务需求技术匹配度分析，通过业务需求技术匹配度分析，得出该类业务实现难易度结论，从技术层面指导业务平台的建设内容及建设顺序。

常见业务需求技术匹配度分析见表21-31。

**表21-31　常见业务需求技术匹配度分析**

| 业务类型 | 业务名称 | 业务需求技术匹配度分析结论 |
|---|---|---|
| 传统电话及话音增强业务的技术匹配度分析 | 基本话音业务 | IMS 技术及产业配套环境成熟，业务实现难度小 |
| | 增强型来电显示业务 | IMS 技术及产业配套环境成熟，业务实现难度小 |
| | 补充业务 | IMS 技术及产业配套环境成熟，业务实现难度小 |
| | 电话会议业务 | IMS 技术及产业配套环境成熟，业务实现难度小 |
| | 通话记录业务 | 目前尚未实现标准化，业务实现难度较小 |
| | Centrex 业务 | IMS 技术及产业配套环境成熟，业务实现难度小 |
| | “一号通”业务 | IMS 技术及产业配套环境成熟，业务实现难度小 |
| | 全自动转接业务 | IMS 不提供该类业务 |
| 宽带多媒体基本业务的技术匹配分析 | 视频通话业务 | IMS 技术及产业配套环境成熟，业务实现难度小 |
| | “统一通信”业务 | 属于企业自有标准，IMS 统一通信应用中的即时消息，在异构厂家 IMS 网络承载互通上存在一定的兼容性问题，目前即时消息实现的解决方案并不成熟 |
| 宽带多媒体增强业务的技术匹配度分析 | 视频点播业务 | 目前未开展标准化工作，IMS 技术及产业配套环境成熟，该类业务实现难度小 |
| | 即时通信 | 经过对即时消息实现方案初步研究，即时消息在异构厂家 IMS 网络承载互通上存在一定的兼容性问题，目前该类业务实现的解决方案并不成熟 |
| | 电子白板业务 | 目前未开展标准化工作，IMS 技术及产业配套环境成熟，该类业务实现难度小 |
| | 桌面共享业务 | 目前未开展标准化工作，IMS 技术及产业配套环境成熟，该类业务实现难度较小 |
| | 文档共享业务 | 目前未开展标准化工作，IMS 技术及产业配套环境成熟，该类业务实现难度较小 |
| | 业务自助服务统一门户 | 目前未开展标准化工作，IMS 技术及产业配套环境成熟，该类业务实现难度较小 |

### （二）业务平台部署

业务平台建设应以业务需求驱动为基本建设原则，充分与各个部门具体的办公流程紧密耦合，针对不同部门的具体办公场景业务需求选择部署。

业务平台可采用分省部署和总部集中部署两种方案。总部集中部署具有集约化及低成本的优势，但如果全部采用总部集中部署业务平台，各省的业务流量都需要到总部进行中转和迂回，对总部的数据承载网带宽要求极高，同时对总部承载网网络稳定性也可能会造成较大的影响，一旦总部业务平台瘫痪，将影响或中断整网业务功能的使用。

因此，业务平台建设应从业务使用范围、网络带宽需求、建设成本、可靠性等多方面综合考虑部署方式。对于 MMTEL、IMS 电话会议等业务可采用分省部署的方式，而对于统一通信等业务则可考虑采用总部集中部署的方式。

业务应用支撑要求各个业务平台开放其自身的核心业务功能，IMS 核心网需开放其语音、消息会话控

制功能。使得第三方可基于IMS开放的网络架构，快速低成本开发满足电力企业办公需求的各类业务平台。运行维护管理需求可以通过计费及结算系统、网管系统等实现，提升运维单位对IMS网络及业务平台的运维管理效率。

## 七、支撑系统

### （一）网管系统

随着IMS网络的建成，需要对全网设备集中管理操作。网管系统划分为两个层面：①核心设备网管系统；②接入设备网管系统。由于两类设备在功能、所处网络层面等方面均不同，且生产厂家也可能不同，因此两类设备的网管系统相对独立。

IMS网管为各设备厂商自带网管系统，依据IMS网络的组网方案，IMS网管系统应以省为单位集中设置，即在省公司建设一套同设备厂商的网管系统。网管系统需具备拓扑管理、告警管理、配置管理、性能管理、系统管理、安全管理、操作维护等功能，并提供北向接口功能。IMS网管系统基本功能拓扑结构如图21-50所示。

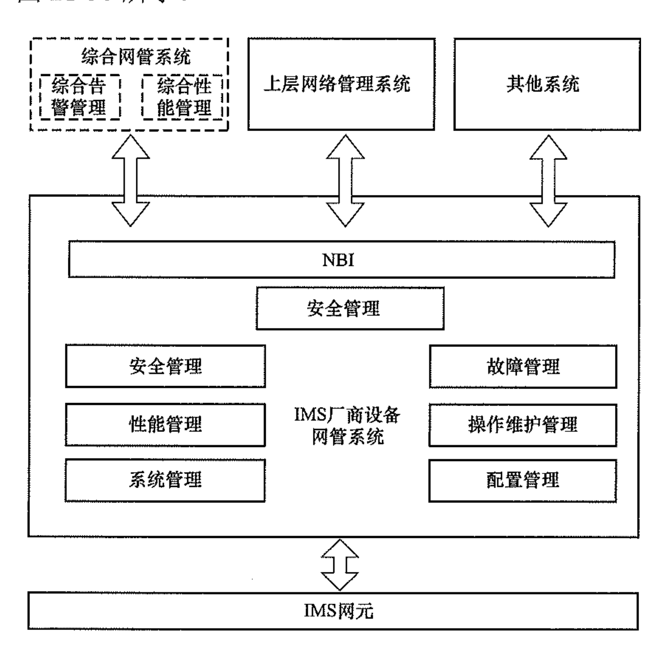



图21-50　IMS网管系统基本功能拓扑结构图

接入层网管系统负责AG、IAD、IP-PBX等接入网设备的综合维护管理。由于接入层设备种类多，不同厂家设备无法进行统一管理，因此将随IMS接入设备的建设统一考虑。

1. 核心层网管

IMS系统核心层网管包括网元层、网络层管理功能。

（1）网元层管理功能包括对所管设备的配置管理、告警管理、软/硬件维护管理、状态检测、安全管理等。

（2）网络层管理功能包括整个网络的拓扑视图，对网络的性能检测、统计和分析，对网络流量的检测及对网络拥塞的控制等。

在省公司层面，通过省IMS网管，在全省范围内实现对IMS网络设备的集中维护和管理，其中包括设备故障集中监控；HSS、S-CSCF、I-CSCF、P-CSCF、BGCF、P-CSCF、IM-MGW、SBC、省级AS的设备管理和集中配置；对省节点ENUM服务器和DNS服务器的操作及管理，以及对本厂商IMS业务平台系统的统一操作及管理。

在地市层面，各地市公司通过厂家提供的网管客户端实现对本区域内的所有边缘接入控制设备的集中配置等操作管理；省IMS网管系统具有分权分域功能，在各地市可通过省IMS网管系统的本地平台实现对本区域内用户数据及相关网元的配置。

2. 接入层网管

由于接入层设备种类多，与厂家设备无法进行统一管理，IMS核心层网管无法对接入层设备AG、IAD、SIP等终端进行统一维护管理。

因此，在IMS行政交换网部署初期，应由不同的设备厂家提供接入层设备网管。远期，在各地市公司基本实现IMS行政交换网的接入后，可考虑建设接入层的统一网管，通过设置服务器的方式，由第三方厂家开发接入层综合网管平台，将IMS交换网中涉及的所有设备厂商的接入层纳入此平台。各地市通过反拉客服端的方式实现本地接入设备的管理。

### （二）计费系统

计费及结算应用主要对通话原始话单，根据预定的计费规则进行计费计算，以及与公网运营商结算费用计算，并提供通话记录查询、计费及结算相关统计报表，支持按单位（部门）、时间等多种维度进行相关统计和查询。

计费及结算应用主要基础输入数据为IMS核心网元出具的原始话单，因此计费及结算网元跟IMS核心网络耦合度较高。计费及结算应用采用省公司集中部署一套的方式，在省公司配置一套计费结算系统，完成全省行政电话用户的计费计算和话单分拣。各地市公司各配置一台计费终端，通过省公司的计费系统授权，实现对本地用户的计费、话单分拣、话费催缴等功能。

## 八、网络资源

### （一）号码资源

1. 行政交换网E.164号码方案

IMS行政交换网E.164号码编码规则遵循DL/T 598—2010《电力系统自动交换电话网技术规范》的定义，继承现网用户的拨号习惯：

（1）用户分机号码遵照以下原则：同一交换机用

户之间相互呼叫时拨叫用户分机号码；同一单位的多台交换机用户，相当于同一交换机用户；用户分机号码格式为 4 位号码 ABCD。

（2）全编号：全编号统一为 9 位号码长度，用户分机号码长度为 4 位时其格式为 9X1X2PQABCD，ABCD 为用户分机号，9X1X2PQ 为交换机局向号，其中 9 为电力交换电话网省间呼叫字冠，X1 为大区号，X2 为大区内各省编号，PQ 为单位编号，ABCD 为用户号。

在省间网范围内，不同省网之间的用户相互呼叫时拨全编号。省内网和本地局用户拨叫全编号也可以接续。

2. IMS SIP 标识分配

与传统交换网的 E.164 号码不同，IMS 网络中的用户需要拥有 IMS 的用户标识。IMS 用户标识包括 IP 多媒体私有标识（IP multimedia private identity，IMPI）和 IP 多媒体公共标识（IP multimedia public identity，IMPU）。

IMPI 用于用户接入 IMS 网络的注册、鉴权和计费，不用于呼叫的寻址和路由，一个 IMS 终端分配一个 IMPI。

IMPU 用于同其他用户的通信，用于 SIP 的路由和寻址。

每个 IMS 用户应分配 1 个 IMPI、1 个或多个 IMPU，IMPU 包含 1 个 E.164 的 TEL URI 和至少 1 个与之对应的 SIP URI，其中 SIP URI 的用户名部分与 TEL URI 的 E.164 号码相同。

如果 IMS 用户拥有多个 IMPU，其所有 IMPU 构成一个隐式注册集，并与 IMPI 在 HSS 中共同签约，用户能够使用任意一个用户标识发起业务。

直属单位、地市公司等用户标识可遵循“属地原则”，接入归属省 IMS 网络。如果直属单位分布在不同地区，应分别接入各自属地 IMS 网络域。

（1）IMPI 是分配给用户的静态签约数据，在归属网络用户签约有效期内有效，是归属网络运营者提供的唯一全球标识，可以在归属网络中从网络角度标识用户签约数据，用于对 IMS 用户进行鉴权认证。IMPI 在所有的注册请求消息中使用，用于注册、鉴权和授权、管理等目的。

各类终端可使用相同的 IMPI 编码原则，以国家电网有限公司用户为例，IMPI 可按照格式编号为：用户名@ims.省代码.sgcc.com.cn。

用户名可采用为用户分配的 E.164 号码，符合 DL/T 598—2010《电力系统自动交换电话网技术规范》的有关规定。

（2）IMPU 是用户之间进行通信的标识，也可以用来在 HSS 中标识用户数据。IMPU 在使用前应该通过显式或隐式的方式进行注册。IMPU 可以采用 TEL URI 格式或 SIP URI 格式。

1）TEL URI 采用 E.164 编号，以“tel：”开头。具体分配和编码规则为：

每个 IMS 用户应分配 1 个 TEL URI 格式的 IMPU，其中 E.164 部分采用电力系统行政交换网用户号码。

与公网互通的IMS用户需向运营商申请公网号码作为与公网互通的号码。

2）SIP URI 用于在 IMS 网络中进行路由，呼叫 IMS 用户的 E.164 号码时，需要 ENUM 服务器转换成用户对应的 SIP URI 进行路由。SIP URI 以“sip：”开头，编码规则应遵循 RFC 3261 中的定义。

每个 IMS 用户都应分配 1 个和其 TEL URI 对应的 SIP URI，该 SIP URI 的用户名部分为 TEL URI 的行政网号码部分。

在 HSS 中需要将这三类标识以隐式注册集的方式配置在用户签约数据中，这样用户能够使用任意一个用户标识发起业务。以国网吉林省电力有限公司用户标识为例：若用户 E.164 号码为 942121000，那么该用户对应的 TEL URI 可编为 942121000@ims.jl. sgcc.com.cn，SIP URI 可编为 sip：942121000@jl.sgcc. com.cn。

（3）终端码号分配。固定硬终端包括 SIP 硬终端及 POTS 话机。

固定硬终端应分配 1 个 TEL URI 格式和 1 个 SIP URI 格式的 IMPU。TEL URI 为固定码号，SIP URI 用户名部分为全编号号码格式，无其他后缀。SIP URI 和 TEL URI 也可通过手工配置写入终端。

固定硬终端应分配 1 个唯一的 IMPI，IMPI 通过 SIP URI 格式的 IMPU 导出，导出规则为去掉 SIP URI 的“sip：”。IMPI 也可通过手工配置写入终端。

## （二）IP 地址规划

为保证网络安全，在实际部署时，IMS 核心网元做到各类 IP 地址和业务流的物理端口隔离，对于 IP 地址规划可按照功能进行划分，即按照信令、媒体、运营和维护、用户接入、运营商网络 IP 中继互通等功能需求，分别规划 IP 地址，每种功能的 IP 地址尽量连续。

1. IMS 地址类型

（1）IMS 核心网地址。

1）IMS 信令：IMS 核心网元 CSCF、HSS、DNS/ENUM、MGCF、MRFC、MRFP、MMTEL、SBC、IM-MGW、UC AS 等信令接口使用 IMS 核心网各省地址。

2）IMS 媒体：IMS 核心网元 MRFP、MCU、SBC、IM-MGW、UC AS 等媒体接口使用 IMS 核心网各省地址。

（2）业务地址。语音会议等业务平台使用业务

地址。

（3）交换机设备地址。交换机设备互联地址和loopback地址使用交换机设备地址。

（4）用户终端地址。AG、IAD接入设备、SIP硬终端以及其他IP终端使用用户终端地址。

（5）IMS网管管理地址。网元CSCF、HSS、DNS/ENUM、MGCF、MRFC、MRFP、MMTEL、SBC、IM-MGW、AS、AG等运营和维护接口使用IMS网管管理地址。

2. IMS地址分配原则

地址分配需要充分考虑网络层面路由聚合的需求，地址需求分别为核心网设备地址、业务平台设备地址、交换机设备地址以及用户终端地址。这里主要讨论用户终端地址的分配原则。

用户终端地址可按照省公司和各地市公司用户终端地址需求量分配，其中省公司用户终端地址需求量包括省本部、二级单位及所辖变电站的需求，地市公司用户终端地址需求量包括地市本部、地市二级单位、所辖变电站、营业厅、县公司及供电所的需求。

此外，IMS网元管理使用独立IMS网管VPN，因此IMS网元管理地址要与其他类型地址分开。

3. 地址分配方案

IMS用户地址有静态分配和DHCP动态分配两种分配方案，其中静态分配地址方案即为每个用户手工分配一个固定的IP地址，DHCP动态分配地址定义为采用DHCP协议为注册用户分配一个动态的IP地址。

动态主机配置协议（dynamic host configuration protocol，DHCP）为网络上主机提供地址和配置参数。DHCP是基于client/server工作模式，DHCP服务器给客户端分配一段时间会过期的IP地址，保证任何IP地址在同一时刻只能由一台DHCP客户机所使用。采用DHCP动态分配IP地址的方式，客户端可以重复使用其他客户端不再需要的地址，从而达到节省IP地址的目的。若IP终端类型绝大多数为硬终端，且用户规模在可用IP地址数量之内，IMS用户地址分配可采用静态分配地址方式。若用户规模大于可用IP地址数量，或大量使用软终端，IMS用户地址可考虑采用DHCP动态分配。

## 九、网络及用户安全

### （一）网络安全

1. 接入层安全

（1）终端安全。软终端（包括PC和移动智能终端）操作系统应安装防病毒软件，并及时更新病毒库，以保证软终端运行在安全的计算和存储环境中。

（2）用户接入安全。接入环境安全要求如下：

1）接入链路应部署串入式安全防护设备，如防火墙、入侵防护系统（intrusion prevention system，IPS）等，该类设备应支持对用户的访问控制、对数据包内容特征的过滤和对攻击的检测，同时支持加载突发性病毒特征和畸形报文特征；

2）可在网关防火墙与SBC前端防火墙之间建立IPSec隧道，保证信令和媒体流的机密性和完整性；

3）SIP终端应支持SIP digest认证方式，认证用户名采用用户IMPU。

2. 核心网安全

核心网安全要求如下：

（1）核心网应对IMS进行安全域划分，区分外部网络、接口区、核心层和支撑系统层。在核心网边界应部署SBC，要求具有提供SIP信令防火墙功能，对非法SIP信令进行过滤；

（2）SBC面向用户端对核心网进行拓扑隐藏，能删除SIP经由（Via）、记录路由（record-route）、路由（route）、路径（path）头域中的IMS核心网元地址；

（3）SBC应能够对拒绝服务攻击和突发流量过载进行防护，能够设置不同的QoS队列通道，对已建立链接，重传和首次连接等不同连接状态提供不同的服务质量保证。

3. 承载网络安全

承载网络安全具体包括网络中提供连接的路由、交换设备及安全防护体系建设所引入的安全设备、网络基础服务设施。IMS承载网应采用各种隔离技术，包括物理隔离和逻辑隔离，和其他业务网的承载网进行隔离。并且在承载网边缘部署网关设备，网关设备根据具有的业务执行开关门等功能，只允许一定的媒体流通过，并且可执行一定的QoS控制机制，从而保证只有可信任的用户终端才能够使用IMS的承载网络资源。

数据通信网作为IMS业务的IP承载网，通过MPLS VPN实现IMS与其他业务的安全隔离。IMS、SBC、网管服务器等核心设备，由PE设备上接入到IMS VPN内。在数据通信网接入网交换机上将语音业务划到IMS VLAN内，接入交换机根据不同业务VLAN将IMS业务上传，直至剥除VLAN标签接入IMS VPN内。

### （二）用户信息安全

1. 用户隐私及通信内容保护机制

IMS用户终端与SBC之间可采用加密机制，如Internet协议安全性（internet protocol security，IPSec）、安全传输层协议（transport layer security，TLS）等，对用户接入链路上的信令和媒体流进行加密，以保证用户通信保密。

2. 用户防欺骗机制

用户鉴权方式可采用SIPDigest。采用SBC对用户报文字段进行校验，保证用户防止遭受欺骗。

## 第七节 视 频 会 议 系 统

### 一、系统组成

视频会议系统又称会议电视系统、电视会议系统，是利用远程多媒体传输技术，将多个会场系统的声音、图像、数据信息进行编解码处理，通过传输网络实时传输，实现即时沟通、交互可控的电视会议的系统。

视频会议系统从其技术特点上可以分为基于硬件的视频会议系统和基于软件的视频会议系统。

基于硬件的视频会议系统主要依靠 DSP 硬件实现音视频处理、网络通信和各项会议功能。在架构上采用基于多点控制单元（multipoint control unit，MCU）和视频会议终端的方式。其中 MCU 是根据一定的准则处理音视频信号，进行信息的切换和交换；终端设备实现将语音、视频、数据、信令等各种数字信号分别处理后组成一路复合的数字码流，再将它转变成为符合传输网络所规定的信道帧结构的信号格式送上信道进行传输。MCU 可以采用级联或资源池的方式，终端接入可以采用专线或网络方式。

基于软件的视频会议系统主要依靠终端软件实现音视频处理、网络通信和各项会议功能。在架构上采用基于服务器和客户端的方式。音视频信号通过安装于服务器和客户端上的软件实现编解码功能，通过服务器进行信号的转发。服务器可以采用一级或多级级联的方式，终端接入主要采用基于计算机的软终端方式，通过安装的客户端实现系统接入。

基于硬件的视频会议系统在音视频编解码方式、分辨率、系统处理能力方面具有较大的优势，且在召开大范围会议时能够保证效果。基于软件的视频会议系统特点是投资小、开放性好、组网灵活、接入灵活、部署方便，但在稳定性和可靠性方面存在不足，且音视频质量相对较差，其应用主要集中在小范围的桌面应用或者对音视频质量要求不高的小规模会商。

视频会议系统从功能模块上可以分为视频会议设备、音视频系统和基础环境三部分。视频会议设备主要包括 MCU、视频会议终端、通道网络设备等。音视频系统主要包括视频输入输出设备、扩音拾音设备、音视频切换矩阵等。基础环境包括控制室、设备间，以及会场、电源等。

视频会议系统从网络结构上可以分为主站、子站和网络三部分。主站主要完成会议的召开和控制，主要包括 MCU、网闸（gate keeper，GK）、网关、会议管理系统等。子站是会议的参与方，主要包括视频会议终端、音视频系统等。网络指主站和子站之间的传输通道。

### 二、相关标准及协议

视频会议属于多媒体通信范畴，涉及多项技术内容，主要包括媒体信息处理技术、多点控制技术、通信传输技术，以及适用于不同通信网络的各种标准和协议。

（1）通信协议。目前，国际电信联盟 ITU 公布的视频会议标准有以 TCP/IP 协议为基础的多媒体通信系统标准 H.323 协议、基于电路交换的可视电话终端及系统标准 H.320 协议，和应用层的控制协议 SIP 三种。H.323 基于 IP 包交换技术，组网灵活，带宽利用率高；H.320 基于电路交换技术，面向连接，对于承载网络有时钟同步和保证传输指标的要求，传输速率稳定、时延小、QoS 有保证；SIP 也是基于 IP 包交换技术，相比 H.323 结构更简单，效率更高。随着 IP 网络及音视频处理技术的发展，在 IP 网络上已经可以保证有非常良好的音视频质量，IP 网络的 QoS 问题得到了很好的解决，H.323 协议已经成为视频会议系统的主流协议。

（2）视频标准。

1）标清视频（standard definition video，SDV）：分辨率 4CIF（704×576）；格式比例 4:3；帧频：25 帧/s，30 帧/s。

2）高清视频（high definition video，HDV）：分辨率 1080i/1080p（1920×1080），720p（1280×720）；格式比例 16:9，帧频：25 帧/s，30 帧/s，50 帧/s，60 帧/s。

高清视频是最新的视频标准，与标清视频相比，具有十倍以上的分辨率、更清晰的画面。

（3）编码标准。根据目前视频会议系统技术发展趋势，图像编解码标准主要有 H.261/H.263/H.264（高度压缩数字视频编解码器标准）。H.264 是目前主流的网络音视频编解码技术，该标准通过比较低的数据传输率提供高质量画面，非常适合视频会议，可提供优质的视频传输和低延时的编解码，从而使视频流更为流畅、自然。

（4）音频技术。G.719 音频编码器是第一个全频带编码标准，是一个低复杂度的音频编码标准。与早先的超宽频带音频技术相比具有突破性的优势，其覆盖的音频频带达到 22kHz，且对带宽的要求低，仅为 32～128kbit/s，可留出更多的可用带宽来提高视频质量。在音频和视频会议应用中，它的 CD 级音质可以让声音更清晰、完美。

（5）双流技术。H.239 是附加的媒体通道，又叫双媒体流，在两个 H.239 终端之间传送两路媒体流，这两条媒体流共享呼叫带宽，即通常所说的双流协议。基于此标准，在一次呼叫建立媒体链接之后，视频用户可以得到双流视频服务，实现在会议系统中同时传送和显示多路视频信息。

## 三、视频会议系统组网方式

（一）MCU 与视频会议终端组网方式

MCU 与视频会议终端组网方式包括专线方式和网络方式两种：专线方式基于 H.320 协议，一般承载于 SDH 传输网；网络方式基于 H.323 协议或者 SIP 协议，一般承载于数据网。两种方式可以混合使用。

（二）MCU 与 MCU 组网方式

MCU 作为视频会议系统的核心设备，为了保证系统的可靠性可以采用主备方式运行。单台 MCU 设备受到硬件处理能力的制约其容量是有限的，当需要接入的会场数目较多或是会场所在位置跨地域较大时，可以采用多台 MCU 级联方式，或者 MCU 资源池方式。在某些特殊情况下还可以采用模拟转接的方式。

1. MCU 主备方式

在 MCU 主备用方式下，两台 MCU 之间通过心跳线连接，正常情况下所有会议电视终端均连接到主用 MCU，当主用 MCU 故障时，系统将连接到主用 MCU 的终端全部转换到备用 MCU 上。采用 MCU 主备用方式主要用于提高 MCU 设备的可靠性。

2. MCU 级联方式

MCU 级联是指通过传输网络将多个 MCU 连接起来，使连接后的系统组成一个大容量的 MCU。采用 MCU 级联方式主要用于 MCU 端口的扩展和网络的分层。在逻辑上，被级联的各个 MCU 独立召开一个会议，每个 MCU 负责其所处区域的会场接入以及媒体信息的处理，同时将本会议作为一个子会议接入到与之相连的 MCU，这些独立的会议通过 MCU 之间的互相控制组成一个大的逻辑上的会议。被级联的 MCU 在其他 MCU 中充当一个普通终端的角色。整个会议中只有一个会议主席或者主场，多个普通会场。会议主席可以控制本级 MCU 和其他 MCU 上的会场。

MCU 的级联一般采用分层结构。级联时，MCU 按层级可分为主 MCU、从 MCU，原则上，MCU 级联不应超过两级。从 MCU 根据归属关系级联至主 MCU，主 MCU 可管理从 MCU。MCU 级联方式适用于规模很大，网络层次结构清晰、连接方式相对固定的系统。

MCU 分层组网图如图 21-51 所示。

3. MCU 资源池方式

MCU 资源池是指通过传输网络将多个 MCU 连接起来，使连接后的系统虚拟为 MCU 资源池，实现资源的统一调配、管理和互备。MCU 资源池主要用于多台 MCU 资源的共享，针对大范围、大规模部署的系统，可以有效实现 MCU 资源的复合利用。在进行 MCU 资源池组网的情况下，MCU 端口数量与视频会议终端数量，不采用一一对应的方式，而是在召开会议时，由系统按照预先设定好的策略自动进行 MCU 资源的调配和选择，有效节约 MCU 端口资源。当系统中一台 MCU 出现故障时，可自动选择资源池中其他 MCU 实现会议的重新召开。

MCU 资源池按照部署方式可分为集中式和分布式两种：

1）集中式资源池指多台 MCU 集中在同一物理位置部署，MCU 资源对所有会议电视终端设置相同的优先级，资源池中的所有 MCU 资源互为备份；

2）分布式资源池指多台 MCU 分散部署在不同的物理位置，MCU 资源可根据物理位置和调度策略对不同的会议电视终端设置相应优先级，不同物理位置的 MCU 资源可互为备份。

集中式资源池适用于规模较大，网络层次结构相对扁平化的系统；分布式资源池适用于规模很大，网络层次结构清晰的省级以上系统。

MCU 资源池组网图如图 21-52 所示。

4. MCU 模拟转接方式

MCU 模拟转接方式指本级 MCU 与上一级 MCU 之间不采用级联方式，而是采用在本级 MCU 侧设置两台分属于上级和本级 MCU 的会议电视终端，通过两台会议电视终端之间音视频信号的模拟转接方式实现会议的组织。此时，MCU 之间没有直接管理关系，上一级 MCU 无法直接对下一级 MCU 所辖会议电视终端进行管理。

MCU 模拟转接方式组网图如图 21-53 所示。

## 四、会场音视频处理系统组网方式

（一）会场视频处理系统组网方式

视频处理系统目前主要有集中式、分布式两种配置方案，两种方式可以根据不同的现场情况组合使用。

集中式系统主要由视频矩阵、视频输入输出设备、大屏幕多屏拼接处理器、控制计算机和控制软件等构成。当同一建筑物内设置有多个会场时，需要为每个会场各配置一套控制系统，每套系统都需要敷设视频传输电缆、控制信号电缆至总控制室。当会场之间距离超过高清视频信号电缆传输能力时，需要配置信号放大器或转换器。此外，为满足大屏幕预监需要，还需要配置独立的画面分割器。

集中式视频处理系统组网图如图 21-54 所示。

分布式显示处理系统是近几年发展起来的大屏幕显示控制系统新技术，其主要由视频输入输出设备、各种信号源处理器、显示处理器、系统服务器、网络交换机构成。系统采用分布式处理单元，基于 IP 网络连接，视频信号源接入和拼接墙规模可方便地扩充。各种信号的编码处理、网络传输，以及解码显示全部采用数字化处理，可减少信号转换中间环节，信号没有噪声干扰，并可被传输至很远的距离，实现高品质

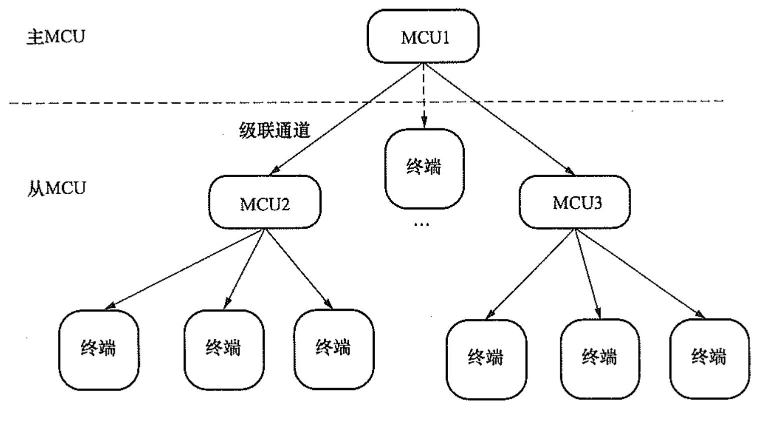



图 21-51　多级 MCU 分层组网图

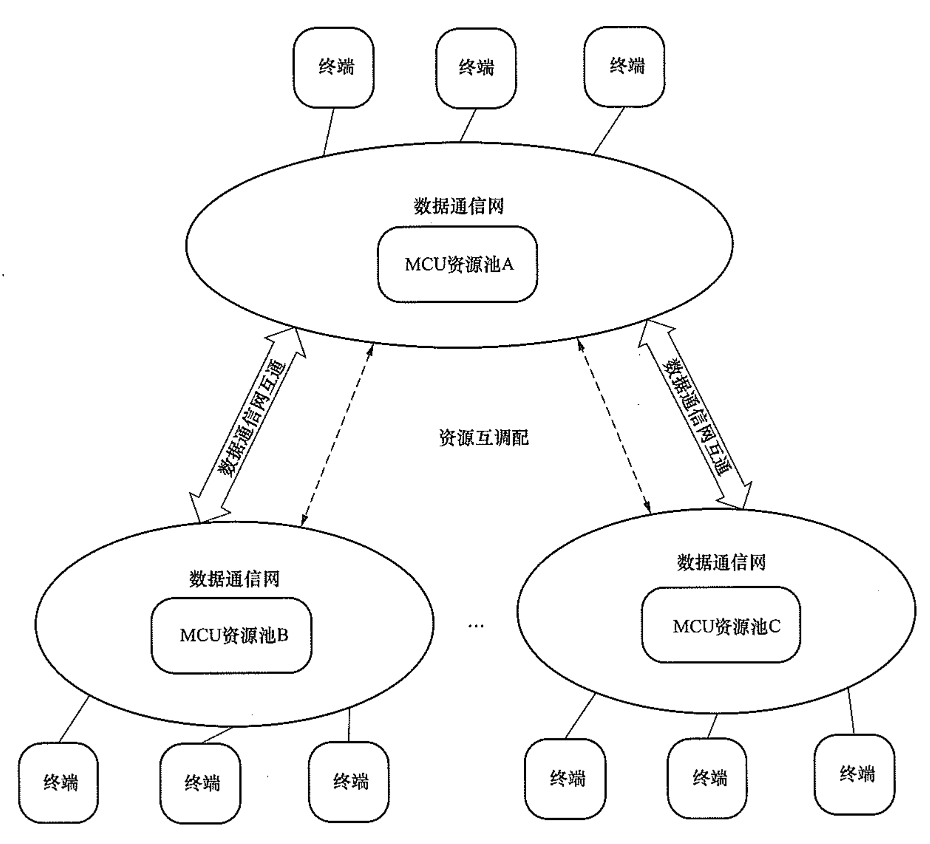



图 21-52　MCU 资源池组网图

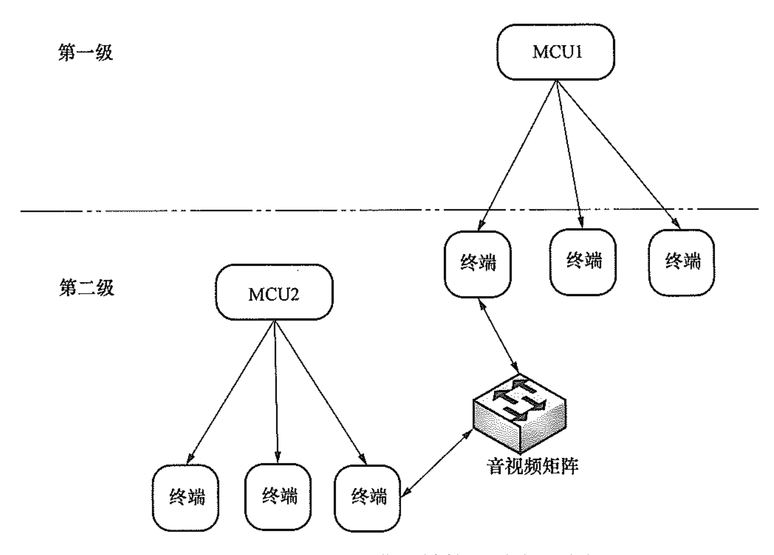



图 21-53　MCU 模拟转接方式组网图

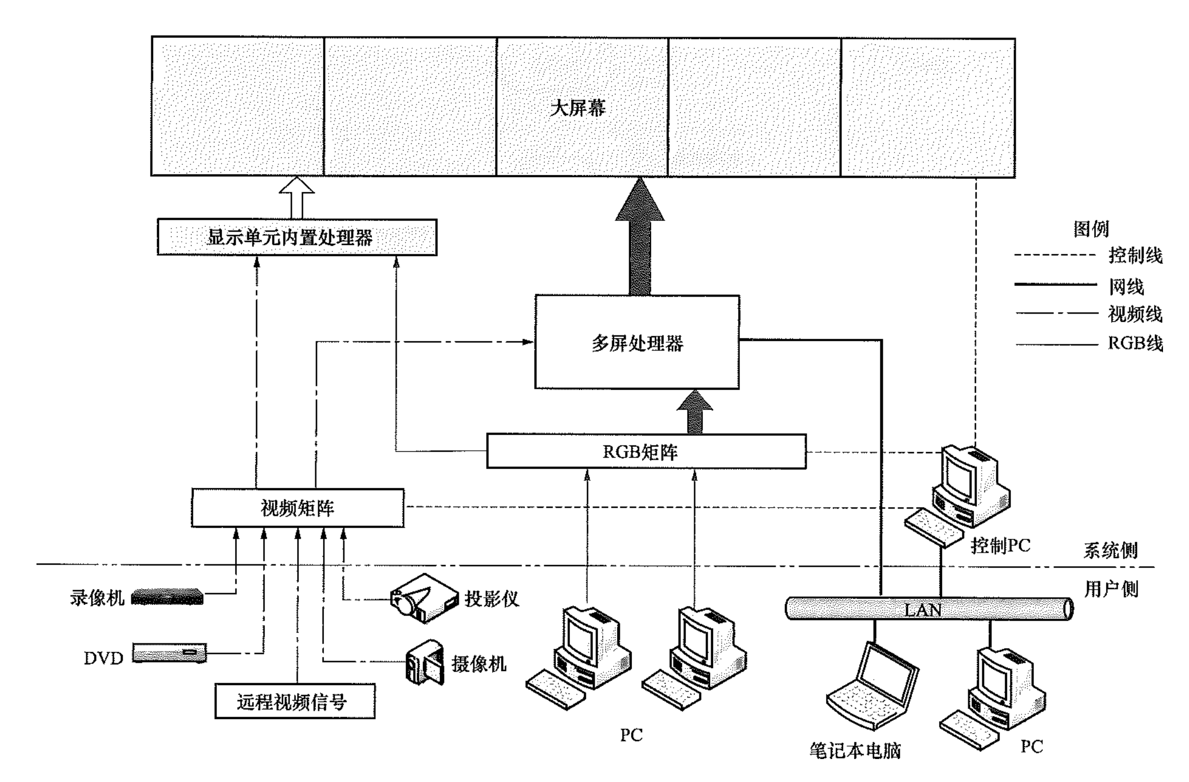



图 21-54 集中式视频处理系统组网图

图像显示效果。此外，采用分布式系统可以实现各功能区屏幕显示系统的集中统一管理，避免配置多套大屏幕拼接控制系统，减少操作控制环节，并且能够在监控大厅大屏幕、会商室大屏幕和控制室预监电视墙之间进行图像同步镜像显示，从而更好地满足预监和会商的需要。此外，采用分布式系统可以避免视频信号传输电缆长距离敷设易受干扰的问题。

分布式视频处理系统组网图如图 21-55 所示，集中式处理系统和分布式处理系统功能与性能对比见表 21-32。

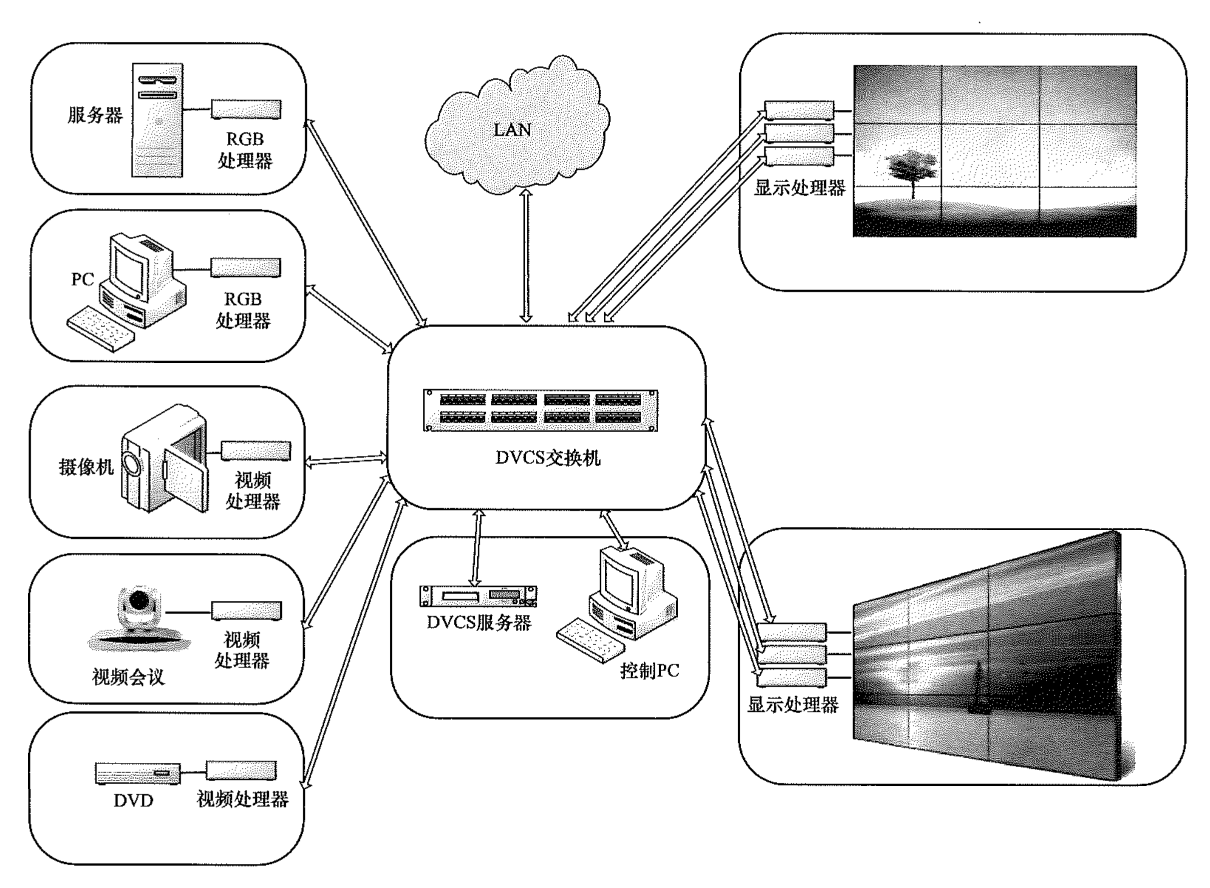



图 21-55 分布式视频处理系统组网图

表 21-32　集中式处理系统和分布式处理系统功能与性能对比表

| 功能与性能 | 集中式处理系统 | 分布式处理系统 |
|---|---|---|
| 信号接入能力 | 采用专用大屏幕控制器，利用采集卡接入信号，信号接入能力受采集卡能力、机箱插槽数目、总线带宽等因素制约，信号接入能力有限，需事先规划好并预留扩充信号接口板 | 每路信号通过独立处理器处理，采用网络作为信号传输交换通道。可支持任意多路信号的接入和显示输出。对信号类型和数量没有限制，且系统扩充简单、容易 |
| 信号处理能力 | 利用单个主机处理所有信号数据，利用 PCI/PCI-X 总线传输数据，处理速度受制于 CPU 速度、总线带宽。随着处理信号增多无法保证每路信号的实时性 | 整个系统的计算分散在各个处理器中。每路信号都独立处理，确保所有信号的实时性 |
| 图像品质 | 采用模拟电缆或多次模拟—数字转换方式传输，信号容易受到损失或干扰 | 全数字化图像处理与无损传输，无任何干扰，图像品质极佳 |
| 灵活性与可扩展性 | 采用电缆点对点连接信号源与控制器，需要根据信号数量定制控制器、矩阵和电缆铺设。如果接入信号数量有变化则很难适应 | 所有信号利用网络传输、交换和连接，所有接入该网络的信号源都可以在拼接墙上显示，系统构架灵活，可扩展性很强。不需要信号配置切换矩阵 |
| 系统稳定性 | 所有信号由控制器集中处理。控制器故障或宕机会引起整个大屏幕墙无法正常显示 | 每个处理器只负责一路信号，某个处理器故障不会影响其他处理器正常工作，管理服务器故障不会导致系统瘫痪 |
| 多显示系统同步显示 | 无 | 有 |
| 可维护性 | 系统环节多，线缆多，故障查找和维护困难 | 系统结构简单，线缆少、维护简单、方便 |
| 适用场景 | 适用于显示规模适中、视频信号类型单一、系统规模稳定的中小型会议 | 适用于单一站点多个会场分散部署，且需要集中控制，远期规模调整大的应用场景 |

（二）会场音频处理系统组成

音频处理系统以数字音频处理平台（音频媒体矩阵）为核心，由音频输入、输出以及控制设备组成。

## 五、系统配置

（一）主站系统配置

（1）主站应部署在国家级或者省、地市级电力公司中心机房。

（2）主站由 MCU、GK、网关、网管系统和业务管理系统组成。主站各设备之间通过以太网互联，并接入网络。

（3）MCU 是视频会议系统的核心设备，将来自不同子站的信息流，经过分离，提取出音频、视频、数据等信息和信令，完成音视频信息的混合和切换、广播和路由选择等过程，再将各种信息重新组合发送到相应的子站，同步实现会议控制功能。MCU 的配置数量应根据视频会议系统的用户数量、远期规模和组网模式确定。

（4）GK 主要实现视频会议系统 MCU 和视频会议终端之间的联系，负责完成地址解析、注册管理、呼叫管理、带宽管理、会议终端管理等功能，GK 可单独设置，也可内置于 MCU。

（5）网关主要实现主站与其他系统之间的互联互通，包括 H.323/H.320 网关、H.323/SIP 网关。系统可根据需要确定是否设置网关，网关一般内置于 MCU。

（6）网管系统包括设备管理系统和会议管理系统。

1）设备管理系统实现对 MCU、GK、网关、视频会议终端等硬件设备的管理，包括故障管理、性能管理、配置管理和安全管理等功能，设备管理系统一般由设备厂商提供。

2）会议管理系统实现对会议和资源的管理，通过对 MCU 资源的计算、调度和管理，实现会议预约、查询、管理和控制功能。会议管理系统一般为独立于设备厂商的第三方开发，需要设备管理系统开放接口协议。

（7）业务管理系统主要提供 MCU 功能之外的音视频应用服务，如电视墙服务器、录播服务器等。电视墙服务器主要用于实现多个子站视频的同时独立显示，并可进行切换。录播服务器主要用于会议的录制和存储，并支持网络直播和点播功能。系统可根据实际需求确定业务管理系统的配置。

（二）子站系统配置

（1）子站部署在各个会场，通过专线或者网络方式接入主站。

（2）子站由视频会议终端、音视频系统和集中控制系统等组成。

（3）视频会议终端通过传输网络与 MCU、其他会议电视终端实现双向实时通信，负责子站音视频信号

的处理，包括信号的编解码、同步、复用和分离。

（4）地市及以上主会场视频会议终端应冗余配置。

（5）视频会议终端可以选用分体式会议终端或一体式会议终端。

1）分体式会议终端不包含显示器、摄像机、话筒等外围设备，需要配置独立的专业音视频系统，适用于专用视频会议会场。地市及以上主会场应配置分体式会议终端。

2）一体式会议终端将音频系统集成在一台一体化设备框架内，用于普通会场。

（6）地市及以上视频会议主会场应建设专门的音视频系统。

（7）视频系统包括视频矩阵、显示器（包括大屏幕、投影等多种显示器）、摄像机等。显示器和摄像机的设置应根据会场的面积、建筑结构、功能需求进行合理配置。视频矩阵的接口类型和端口数量应根据连接设备的类型和数量确定，并应有一定裕量。

（8）音频系统包括数字音频处理器、音响、麦克等。音响及功放应根据会场的面积、建筑结构、声学要求进行合理配置。麦克应根据会场的功能要求进行配置，包括领夹式麦克、无线麦克、鹅颈麦克等。数字音频处理器端口数量应根据连接设备的数量确定，并应有一定裕量。此外，还可以根据需要配置会议讨论系统。

（9）集中控制系统包括中央控制主机、控制终端，以及监听监视设备。

1）中央控制主机通过串口或网络方式接入子站各类设备的管理端口，利用可编程软件，通过控制终端实现对设备的统一控制和管理。

2）控制终端可配置无线触摸屏终端，便于操作人员灵活使用。

3）监听监视设备包括监听音箱、监视器等，布置在控制室，实现运维人员对会议的实时监控。当监视多路图像信号时，可采用大屏幕多画面显示设备。

## 六、传输网络

（1）传输网络提供主站与子站之间的双向通信通道，包括专线通道和数据网通道。专线通道为基于G.703 接口的 E1 通道或采用 MSTP 方式的 E1 通道。数据网通道为基于以太网接口的 IP 网络通道。

（2）电力系统视频会议系统的传输网络宜利用电力通信专网。在不具备电力通信专网的情况下，宜租用运营商网络的专线通道或 VPN 通道组建传输网络。当利用运营商网络时，应根据电力通信专网的要求，配置相应的网络安全防护设备。

（3）当采用专线通道时，宜利用路由器 E1 接口和 SDH 设备 E1 接口或者交换机以太网接口和 MSTP 设备的以太网接口进行端口适配，不宜使用协议转换器对设备进行端口转换。当采用数据网通道时，视频会议业务与其他业务宜进行逻辑隔离。

（4）主站和重要的子站宜具备两条独立的传输通道。在具备电力通信专网的情况下，宜采用专线通道和数据网通道互为备份的方式接入网络。在不具备电力通信专网的情况下，宜采用租用两个不同运营商的专线通道或 VPN 通道互为备份的方式接入网络。

（5）传输通道带宽应满足音视频信号、控制信号和网络开销的需求。单台视频会议终端召开 720p 分辨率的视频会议的通道带宽宜不低于 4M，召开 1080p 分辨率的视频会议的通道带宽宜不低于 8M。

## 七、技术参数及功能要求

### （一）MCU

（1）支持 ITU-T H.320、H.323 和 IETF SIP 通信标准，能够和符合国际标准的产品互通。

（2）支持 MCU 间的热备，主备 MCU 自动备份，无需人工参与。支持主控单板备份，业务单板备份，电源风扇备份。

（3）支持 MCU 资源池功能。可以同时管理多台 MCU，实现资源统一管理、合理分配，达到 MCU 资源负载均衡、线路带宽统筹管理、MCU 之间可靠备份的效果，满足大规模组网需求。

（4）支持 MCU 级联功能。能够实现不少于三级级联。多级 MCU 级联时，主 MCU 可控制到多级 MCU 下的终端。可以对视频广播、广播源选看、麦克开关、喇叭开关、断开终端、删除终端、声控方式等进行控制。

（5）支持掉线重呼功能，在无人工干预的情况下，对于因网络原因掉线的终端应不停呼叫，直至呼叫成功。

（6）主会场应能选择主席控制、导演控制、声音控制等切换方式，在主席控制模式下应支持点名发言或会场轮循，轮循模式时轮循顺序和时间间隔可控。

（7）支持 128kbit/s～8Mbit/s 呼叫带宽。

（8）支持 1080p 60FPS、1080p 30FPS、720p 60FPS、720p 30FPS 高清图像格式，并向下兼容 4CIF、CIF 标清图像格式。

（9）支持 H.263、H.264 等视频编解码标准。当采用 H.265 视频编解码标准协议时，支持在 512kbit/s 带宽下实现 1080p 30FPS 的高清视频。

（10）支持多画面分屏，在召开分辨率不低于1080p 的会议时，支持分屏数不少于 16。

（11）支持 G.711、G.722、G.719、AAC-LD 等音频编解码标准协议。

（12）支持全混音功能，能够提供智能混音和定制

混音功能，实现讨论会议。

（13）支持 H.239 和 BFCP 双流协议。

（14）支持不同速率、不同协议、不同分辨率的终端加入同一会议。

（15）支持在视频会议中接入电话和桌面软终端，支持通过会议号和密码进行安全认证。

（16）支持 H.235 会议加密，AES 加密，会议密码保护、会议锁定保护，用户认证与授权管理，组播用户认证等会议安全功能。

（17）具备高度稳定性和安全性，能够 7×24h 连续不间断运行。

（二）视频会议终端

（1）支持 ITU-T H.323、H.320 和 IETF SIP 通信标准，能够和符合国际标准的产品互通。

（2）具备分体式、一体式等多种结构。

（3）支持多种会议应用模式，包括广播会场、观看会场、点名发言、自由讨论、声控会议、多画面会议等多种模式。

（4）支持 128kbit/s～8Mbit/s 速率，速率任意可调。

（5）支持 1080p 60FPS、1080p 30FPS、720p 60FPS、720p 30FPS 高清图像格式，并向下兼容 4CIF、CIF 标清图像格式。

（6）支持 H.263、H.264 等视频编解码标准。当采用 H.265 视频编解码标准协议时，支持在 512kbit/s 带宽下实现 1080p 30FPS 的高清视频。

（7）支持 G.711、G.722、G.719、AAC-LD 等音频编解码标准协议。

（8）支持 H.239 和 BFCP 双流协议。

（9）支持 H.235 会议加密，支持 AES 数据加密。

（10）具备回声抵消、噪声抑制、自动增益等音频处理功能，支持全向式 MIC，能够提供双声道立体声音效。

（11）支持双路 1080p 30FPS 活动视频效果。

（12）具备多种检测机制，能够实现自环检测、音频输入输出检测、网络测试、IP 地址冲突检测、网络断线检测等功能，支持掉线重呼，支持抗丢包策略。

（三）GK

（1）支持 ITU-T H.323、H.320 和 IETF SIP 通信标准，能够和符合国际标准的产品互通。

（2）支持注册设备和同时在线设备数量应满足系统容量需求。

（3）支持分级模式，具备从单级集中 GK 模式向分层多域 GK 模式的平滑过渡。

（4）支持主备用切换。

（四）网管系统

（1）具备对 MCU、GK、网关、视频会议终端等硬件设备的管理，包括故障管理、性能管理、配置管理和安全管理等功能。

（2）具备对会议和资源的管理，包括会议的预约、查询、管理和控制功能。

（3）可以对传输通道的情况进行监测及故障诊断。

（五）音视频系统

（1）高清摄像机应支持 1080p 60FPS、1080p 30FPS、720p 60FPS、720p 30FPS 分辨率，并向下兼容，具备光学变焦和数字变焦功能，支持主要视频接口类型、云台控制、遥控控制等。

（2）显示设备应支持主流视频接口标准，具有 RS-232、RS-485 或以太网接口，便于在中控系统中统一控制和管理，图像分辨率支持全高清格式。

（3）常用的视频矩阵包括 AV 矩阵、VGA 矩阵、RGB 矩阵、HDMI 矩阵、DVI 矩阵，以及支持多种接口型式的混合矩阵，具体应根据会场的信号类型进行选择，输入输出的端口数量应根据连接设备的数量确定，并应有一定裕量。最大传播延时为 5ns（±1ns）；切换速度小于等于 150ns。

（4）数字音频处理器由输入部分和输出部分组成，输入部分应具备输入增益控制、输入均衡调节、输入端延时调节、输入极性转换等功能；输出应具备信号输入分配路由选择、高通滤波器、低通滤波器、均衡器、极性、增益、延时、限幅器启动电平等功能；输入输出的端口数量应根据连接设备数量确定，并应有一定裕量。

## 八、通信质量要求

视频会议业务端到端的指标应满足：

（1）单向时延不应大于 200ms，最好小于 100ms。

（2）丢包率应小于 $10^{-3}$，最好小于 $10^{-5}$。

（3）唇音同步应小于 80ms。

（4）在承载网络和设备无故障，并且设备有裕量的情况下，呼叫成功率达到 99%。掉线率应小于 0.01 次/方/h，即 2h 内 50 方的会议掉线不能多于 1 方。

## 九、视频会议设备选型

（一）MCU

（1）基于嵌入式设计，非工控机架构，插卡式机箱，提供冗余电源的电信级产品。支持主控板及业务版备份功能。

（2）支持 IP 地址、名称、号码等多种呼叫方式。满足三组以上不同会议同时召开。支持带宽动态协商（自动降速/自动升速）等网络优化功能。支持穿越防火墙或 NAT 设备，完成公网、专网之间的业务互通。

（3）支持各分会场图像预览。能按会场的排序进行点名。

（4）中文图形化界面，良好的可操作性，简洁易

用，可以远程管理。

（5）支持终端状态数据显示（包括接入时间、音视频编码/丢包率、速率等）及综合统计数据功能。

（二）视频会议终端

视频会议终端包括分体式会议终端和一体式会议终端。

1. 分体式会议终端

分体式会议终端不包含显示器、摄像机、话筒等外围设备，采用标准机柜式安装方式，适用于具备完善的外围音视频设备的会场。

分体式视频会议终端主要技术参数如下：具备不少于2路高清摄像机输入、1路高清双流信号输入、1路高清视频信号输出、1路高清双流信号输出；支持最高带宽不小于6M；支持至少2路音频输入和2路音频输出接口；2路网络接口；支持声音、图像环回功能；支持NAT及防火墙穿越功能；支持IP自适应带宽管理（自动升速及自动降速）。

2. 一体式视频会议终端

一体式视频会议终端包括液晶电视、视频会议终端、摄像机、麦克、可移动支架。

高清摄像机：10倍光学变焦，1080p。视频会议终端：同分体式视频会议终端。液晶电视：46寸。麦克：360°全向拾音，频率响应为40～18000Hz。

## 十、环境要求

（一）房间工艺要求

视频会议系统专用会场的房屋建筑宜由会场、控制室、设备间等组成。

（1）会场面积应根据可容纳参会的总人数确定，可按照每人平均不低于2.2m$^2$计算。会场宜为长方体，应避免在座席区存在结构立柱。

（2）地市及以上主会场宜设置会议控制室。多个会议室可共用控制室，并按实际需要确定面积。

（3）视频会议系统主站、地市及以上主会场宜设置设备间。设备间可以独立设置，也可根据现场实际情况和控制室、会议室合设，但应有隔断，以不影响会议室和控制室运行，并以保证设备正常运行条件为原则。设备间面积根据设备机柜数量和尺寸确定，并留有维护操作空间。

（4）控制室应与会场临近，控制室与会场中间的隔墙可设置单向透明玻璃观察窗。设备间应尽量与会议室相邻。

（5）会议系统用房出入口及疏散通道的设置应符合GB 50016《建筑设计防火规范》的有关规定。

建筑工艺要求应符合表21-33的要求。

表21-33　建筑工艺要求

| 项目 | 会议室 | 控制室 | 设备间 |
|---|---|---|---|
| 最低净高（m） | 3.50 | 3.00 | 3.00 |
| 楼、地面等效均匀分布活荷载（N/m$^2$） | 3000 | 6000 | 6000 |
| 地面 | 网络地板+防静电地毯 | 防静电地板 | 防静电地板 |
| 墙面 | 符合声学要求 | 吸声、防尘 | 隔声、防尘 |
| 顶棚 | 吸声 | 吸声 | — |
| 门 | 双扇外开隔声门，宽度不应小于1.50m | 单扇外开门，宽度不应小于1m | 单扇外开门，宽度不应小于1m |
| 外窗 | 隔声、遮光 | 隔声 | 防尘 |
| 温度（℃） | 18～26 | 18～26 | 15～30 |
| 湿度（%） | 45～70 | 45～70 | 小于80 |
| 照度（lx） | 符合照度要求 | 100 | 100 |

会场装修应符合以下原则：

（1）会场装修总体设计应满足获取最佳图像效果的要求，宜庄重、简洁、朴素、大方。

（2）墙面装饰应统一色调，宜浅中色为主、双色搭配。不应采用黑色或白色作为背景色，避免对人物摄像产生光吸收或光反射等不良效应。

（3）桌椅、地毯的颜色宜与墙面颜色相协调，且涂漆表面应采用亚光处理。

（4）装饰材料应健康、环保，满足GB 18580—2017《室内装饰装修材料　人造板及其制品中甲醛释放限

量》的要求。

（二）电源和接地

（1）重要会场交流电源宜按一级负荷供电，其他会场可按二级负荷供电。

（2）会议电视系统设备宜采用不间断电源供电，供电容量应满足设备全部开通的负荷需求，并做一定的设备扩容预留。

（3）交流电源干扰不应大于 100mV。

（4）保护接地应采用三相五线制中的地线，与交流电源的中性线严格分开。

（5）保护地线的杂音干扰电压不应大于 25mV。

（6）会议电视系统用房应采用联合接地体，保护地线的接地电阻值不应大于 1Ω。

（7）控制室及设备室内所有设备的金属外壳、金属管道、金属线槽、建筑物建设结构应进行等电位连接并接地。

（三）会场照明要求

（1）会场照明不应采用自然光，灯光照明平均照度不应低于 500lx，主席区的平均照度不应低于 800lx。水平工作面计算距地高度为 0.8m。投影电视屏幕区的照度不应高于 80lx。

（2）光源的显色指数应大于等于 85。

（3）光源应采用色温不低于 3200K 的三基色灯，并应使所有光源的色温一致。

（4）会场照明应能实现分区控制，部分分区宜具有调光功能。

（5）灯具的电气、机械、防火性能应符合 GB 7000.1《灯具　第 1 部分：一般要求与试验》和 GB 7000.217《灯具　第 2-17 部分　特殊要求舞台灯光、电视、电影及摄像场所（室内外）用灯具》的有关规定。

（四）会场声学要求

（1）建筑声学设计应满足语言清晰和声场均匀的要求，并应避免出现声聚焦、共振、回声、多重回声和颤动回声等缺陷。

（2）会场的混响时间应符合 GB/T 50356《剧场、电影院和多用途厅堂建筑声学技术规范》中对多用途厅堂的有关规定。

（3）会场墙面、吊顶应进行声学设计，并应选用阻燃型吸声材料，同时应满足混响时间要求。

（4）会场窗户应采用具有吸声效果的隔光窗帘，窗帘材料应选用阻燃型。

（5）控制室内应做吸声处理，中频混响时间宜小于 0.50s。

（6）会场、控制室的噪声控制设计应按 GB/T 50356《剧场、电影院和多用途厅堂建筑声学技术规范》中对多用途厅堂的有关规定执行。

（五）设备布置

（1）摄像机的布置，至少从两个方位摄取画面，方便地获得会场全景或人物特写镜头。

（2）显示器的布置，应尽量使与会者处在较好的视距和视角范围之内。

（3）摄像机、显示器以及投影机的高度及角度设计，应符合 GB 50635《会议电视会场系统工程设计规范》的有关规定。

（4）扬声器应按声场设计的位置、高度、角度布置。扬声器的布置和话筒位置应避免产生反馈啸叫，并应使话筒指向性的正向主轴置于扬声器主轴辐射角之外。

（5）会议室桌椅布置根据会议室用途可采用主席台式、课桌式和长桌式三种布置方式。主席台式宜用于视频会议主会场，课桌式宜用于视频会议分会场，长桌式宜用于视频会商会场或视频会议分会场。

## 第八节　综合网管系统

### 一、总体功能定位

通信综合网管系统，可以实现对通信网络的实时监测及通信网络资源合理、有效的管理和利用，实现集约化管理。

通过综合网管系统，实现对全网资源的清理入库；结合设备网管系统，实现对智能设备资源的动态管理，即对智能设备，能够从厂家设备网管中提取配置信息；对静态资源信息提供多样化录入手段，对所有资源提供编辑维护、存储备份、实时监控、及时更新、查询统计及分析等功能。

通过综合网管系统，最终达到在统一的网管平台上实现对通信系统的综合监测，及时发现设备、业务故障，缩短故障响应时间，真正发挥指挥、调度作用；在统一的网管平台上实现通信网络资源管理，使维护部门实时掌握各类通信资源的运行情况，正确、快速、高效配置通信系统、设备运行参数，合理安排通信检修，保证通信维护质量；具备专业管理功能，实现对通信工作票、调度管理流程的自动化、标准化的闭环管理，实现通信网维护管理的系统化和一体化，提高服务管理水平和运行维护效率，为电网的安全稳定运行提供更好的支持和保障。

### 二、系统结构

电力通信网综合网管系统架构主要由 3 个子系统与 1 个平台组合而成，3 个子系统是指通信综合监视子系统、通信资源管理子系统和流程管理子系统，而

1个平台则是指数据交换平台。在电力通信网综合管网系统应用过程中要实现对系统内部各个子系统的访问，需要通过数据平台实现，它可以实现整个综合管网系统的无缝连接。综合网管系统结构如图21-56所示。

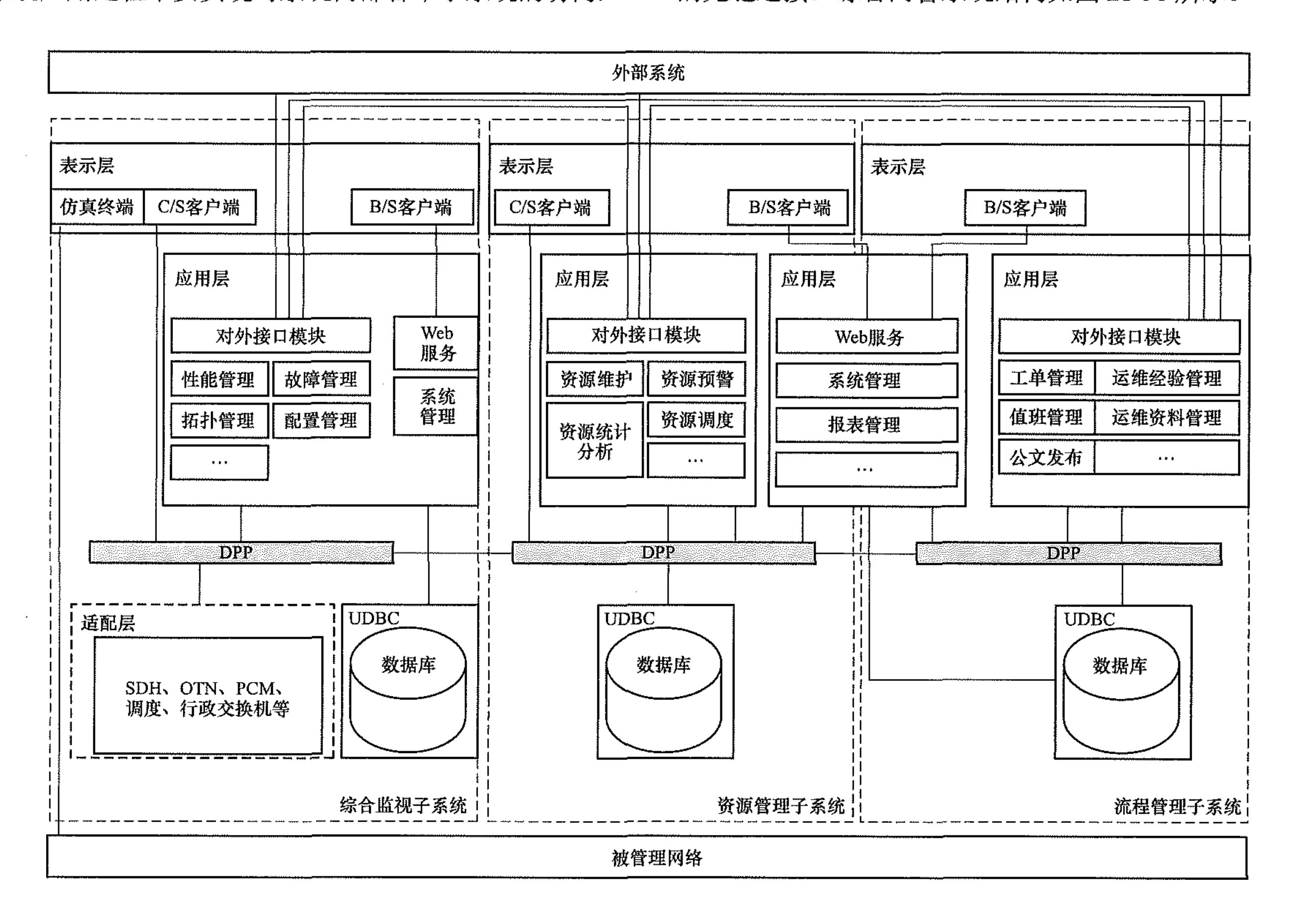



图21-56　综合网管系统架构图

1. 综合监视子系统

综合监视子系统实现在统一界面中对多厂家设备的统一管理，用户通过该系统可以完成拓扑管理、故障管理、性能管理、配置管理等功能，解决了以往需要在不同的厂家网管系统中进行操作的问题，为用户实现全网集中综合监视提供了技术支持。

综合监视子系统实现了电力通信全网交换、传输、数据和时钟等各专业的告警采集、告警压缩，能够迅速对告警进行定位及判断，各级维护人员可以在最短的时间内在全省范围中找到问题源，迅速排除故障，保障业务质量。同时，综合监视子系统对全网的通信设备进行实时监控，发现重要告警会及时以手机短信或告警灯、告警音等方式通知相关人员。

2. 资源管理子系统

资源管理子系统实现对全网资源数据的分析、管理和维护。全网资源综合分析功能可以快速、充分地了解现有网络资源的状况，为开通新业务、系统分析、规划提供依据。

系统使用人员可以利用全网资源综合分析功能统计网络资源使用情况以及新增网元、电路的情况，监测网络资源的使用情况，优化网络运行效率，降低电路开通的时间间隔。

3. 流程管理子系统

流程管理子系统是一个流程化的管理平台，为电力通信网络的运行维护提供相应的支持。

流程管理子系统包括工单、值班日志、方式单、运行报表、出差、计划检修、备品备件和培训考核管理等功能模块。

流程管理功能可以使维护人员对运维工作进行强化管理，实现对故障工单、电路调单等各种工单的闭环管理，系统能够对工单所流经的每个岗位、操作时间都进行详细记录，显示工单在各个部门间流动的情况。流程管理的主要特点在于对工作流程的管理，流程管理可以理顺不同部门之间的协作流程，形成各种闭环管理，规范工作流程，提高工作效率。

## 三、系统部署方式

通信综合网管系统采用分级部署方式。

国家级运维中心部署国家级综合网管系统，负责省际通信网络的综合管理。省电力公司有省公司集中部署和省地分级部署两种方式可供选择。

（1）省公司集中部署方式。在省公司部署一套综

合网管系统，通过电力数据通信网连接省公司通信网络和各供电公司通信网络的设备和网管系统的部署方式称为省公司集中部署方式，它由省级综合网管系统直接对全省所有地市供电公司的网络进行综合管理，同时各个供电公司的运行维护人员通过反拉终端远程访问省公司的综合网管系统，实现对本地区相关设备和资源的管理。

（2）省地分级部署方式。在省公司和地市公司分别部署综合网管系统，两级管理系统之间的相互连接，通过数据通信网实现的部署方式称为省地分级部署方式。省级管理系统仅对省级骨干通信网络进行直接管理，而地市级通信网络管理系统则只对地市级供电公司所管辖的网络进行直接管理，同时省级电力通信管理系统通过和地市级通信管理系统的有效交互，可以实现省级相关管理部门对地市供电公司通信网络的宏观管理。

省级集中部署和省地分级部署方式分别如图21-57和图21-58所示。

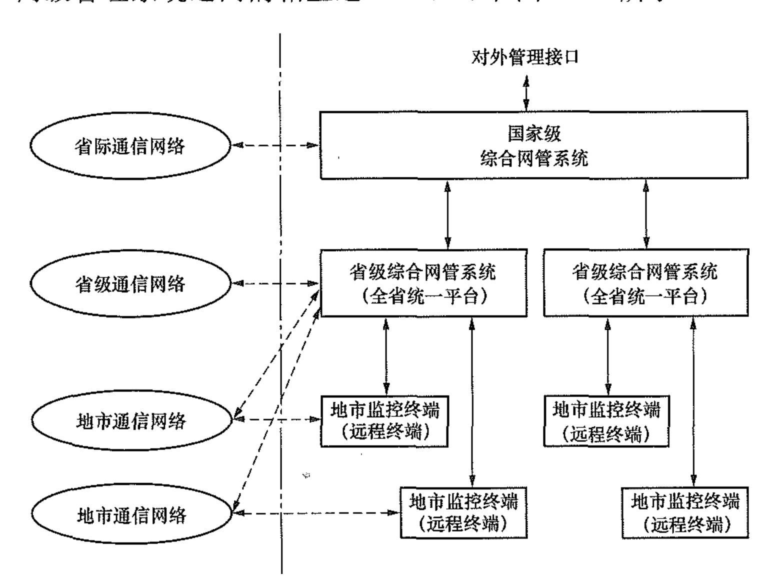



图21-57　省级集中部署方式示意图

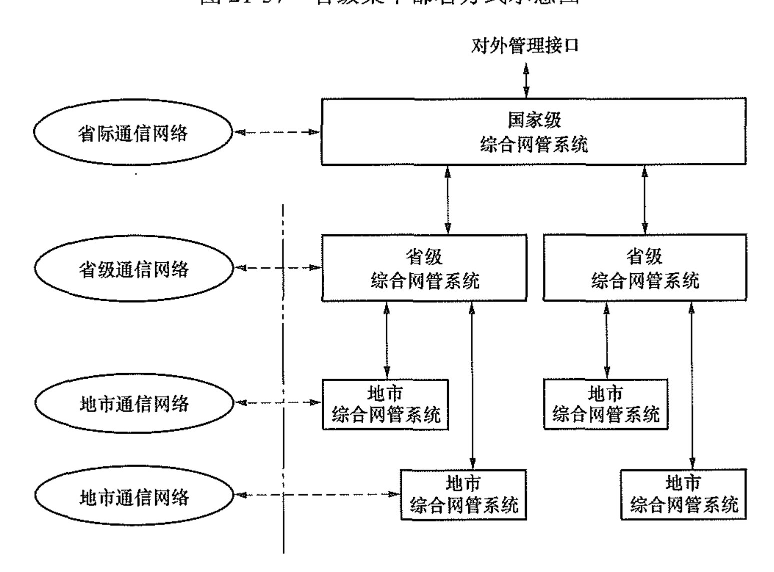



图21-58　省地分级部署方式示意图

省公司集中部署方式可以实现省公司对全省通信网络资源的统一管控和有效利用，可以提高省公司的管控力度，提升通信网络的运行质量。

省地分级部署方式管理界面清晰、责任明确，可以有效避免供电公司电力通信系统故障对省内其他供电公司产生影响，运维工作简单高效。

两种部署方式均能满足对通信网络的有效管理，在系统建设和设计时，可根据电力公司的管理模式和运维方式进行合理选取。

## 四、子系统构成及功能

### （一）综合监视子系统

综合监视子系统分成数据采集层、实时服务处理层和用户界面展现层。

（1）数据采集层负责提供对智能设备和非智能设备（通过加装采集器实现智能化）告警状态、异常事件和性能数据的采集；采集被管理通信系统的配置变化；接收数据采集指令等消息，从实时服务获取并加载网元/子网元模型、事件模型以进行数据规格化处理，存储本地实时数据以提供分布式数据备份，将规格化后的数据发送至实时服务。

（2）实时服务实现存储服务、分析和计算服务、事件处理服务、通知服务和用户界面展现等。

1）存储服务：主要是实时数据存储服务，从关系型数据库加载网元/子网元模型，从通知服务中事件采集通道分析并记录实时状态等数据，提供监控应用端实时信息浏览服务。

2)分析与计算服务：访问存储服务进行功能计算、性能计算等，提供监控应用端性能分析、告警处理等访问服务。

3）事件处理服务：从通知服务、存储服务取得模型、策略、规则与事件数据，进行事件过滤等处理，调用通用服务将过滤后的事件交由通知服务中的告警推出通道以提供给监控应用端。

4）通知服务：包括事件采集通道、告警推出通道和配置信息通道。这些通道提供了监控应用、实时服务和数据采集之间的数据交互通道。

5）高速通道服务：对一些特殊要求的数据如运动数据建立监控应用和数据采集之间的高效数据转发机制，这类数据一般不要求在服务器端进行复杂的计算处理。

6）通用服务：通用服务被实时服务层中的其他服务调用，提供关系型数据库访问服务、数据提供者服务和业务扩展注入服务等功能。

（3）用户界面展现如下内容：

1）监控图形，包括各类拓扑、面板、背板等，该部分与资源管理融合；

2）故障与告警，包括确认、影响、封锁等；

3）实时信息浏览，包括事件浏览、对象浏览、实时数据报表等；

4）专业通道监测，包括 64kbit/s 远动专线通道、2Mbit/s 监测通道等；

5）性能分析，包括实现稳定、高效的性能信息采集、同步、存储、网络预警等综合分析机制；

6）配置管理，包括获取在线网络资源配置信息，并进行同步、存储、校验等；

7）事件处理与分析，包括实现对事件的过滤、分类、筛选和关联分析，事件处理滤除虚假和重复事件、对事件进行时间处理，得出对象真实的工作状态、突出故障的重点、有所侧重报警。

（4）综合监视子系统负责对通信设备告警信息、通信机房动力环境以及承载于通信电路上的主要业务状态信息进行实时、准确、集中的监测，在与资源管理系统采用统一资源数据库的基础上，告警监测系统对收集的告警信息进行分类、分级处理，为故障分析系统提供标准的资源告警信息，同时提供给通信调度人员一个界面简洁、突出重点的告警管理界面。

（5）综合监视子系统的建设一方面实现了包括变电站电源、环境、部分 PCM、部分 SDH、行政交换机等通信设备告警信息的监控接入；另一方面可实现在统一界面中对多厂家设备进行集中统一管理，用户通过该系统可以完成拓扑管理、故障管理、性能管理等功能；另外针对不同业务建立专门的业务网络进行集中的管理，供相关人员进行查看和管理，针对不同的业务网资源，定制提供该业务网络相关的应用功能，以方便业务网的使用。

（二）资源管理子系统

（1）资源管理核心模块主要是指设备管理、传输资源管理、线路走廊资源管理、光缆电缆资源管理、空间资源管理、设备模板管理。在这些基础资源管理上，设置资源的综合查询、统计、分析、调度等业务处理功能模块。

（2）资源管理子系统实现对电力主干通信网络，包括主干光纤传输网络、电力调度交换网络、电力行政交换网络、电力电话会议系统、时钟同步系统、主干通信网络电源系统，以及光缆、电缆、配线和机房等基础设施网络的资源管理。

（3）通信资源管理子系统就是在电力通信网综合网管系统平台的基础上建立的一个通信资源管理应用子系统，将所有的通信资源清理入库，对通信资源进行统一管理，为通信资源的规划设计、运行维护、辅助决策提供高效的信息支撑。

（4）通信资源管理子系统功能上包括资源信息管理、资源数据维护、资源统计与分析、网络资源调度、电力业务管理等。

（三）流程管理子系统

（1）流程管理模块一般包括工单管理、值班管理、公文发布、运维管理等。

（2）流程管理子系统用于生产活动审批流程的处理，它可通过申请、上报、审批、发放等流程动作来设置任务流程并对其进行查询和监管等。

## 五、主要设备配置设计

（一）设备构成

综合网管系统主要包括应用程序/数据库服务器、客户端和组网交换机等设备，其构成示意如图 21-59 所示。

（二）设备性能选择

1. 服务器

主服务器的性能以每分钟吞吐量（transactions per minute，tpmC）值作为参照，*tpmC* 值可按下式计算

$$tpmC=N \cdot Q/T/(1-R)/(1-C) \qquad (21\text{-}35)$$

式中　$N$——并发用户数，个；

$Q$——事务量，个；

$T$——响应时间，min；

$R$——业务冗余度，%；

$C$——CPU 处理裕量，%。

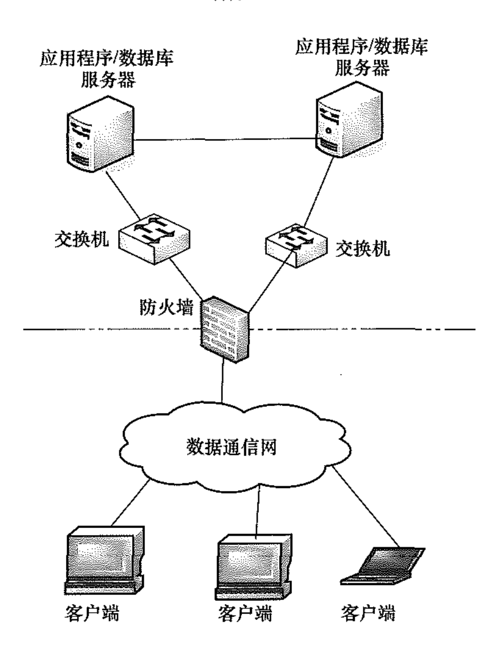



图 21-59　综合网管系统设备构成示意图

假定某省级电力公司网元的个数为 2000 个，每 100 个网元每分钟按 5 个事务计算，考虑 24 个并发用户，响应时间为 1s，另考虑未来 3～5 年的业务发展冗余（按 40%冗余度考虑），CPU 处理裕量（取 50%），则将数据代入式（21-35），可得

$$tmpC=24\times5/100\times2000\times60/1/(1-40\%)/(1-50\%)$$
$$=480000$$

2. 存储系统

各类数据存储时间根据各级公司运行维护要求确定，数据存储能力根据数据类型的重要程度有所不同。

联机存储能力：资源数据、性能数据的联机存储时间较短，一般可考虑在系统中存储 6 个月；告警原始数据、经网管处理后的报表数据、分析数据存储时间较长，一般要求在系统中存储 12 个月；经用户设定为重要的数据（如与分析预测相关的数据）应长期保存。

脱机存储能力：经网管处理后的数据在后备的磁带机或磁盘中应长期保存，一般要求至少 3 年。

（三）通道组织及链路带宽设计

1. 通道组织

综合网管信息宜采用数据通信网传送，为保证信息传送的安全和快速，数据通信网应具有较高可靠性和足够的带宽，以 VPN 方式进行数据信息的安全隔离。

2. 链路带宽设计

综合网管链路带宽参照下式计算

$$B=N \cdot B_U+B_D+B_0 \qquad (21\text{-}36)$$

式中　$B$——链路所需带宽，kbit/s；

$N$——网元数，个；

$B_U$——最高每网元忙时上行速率，kbit/s；

$B_D$——最高下行速率，kbit/s；

$B_0$——网络开销带宽，kbit/s。

考虑电力通信网规模发展的情况，假定某地区的网元个数为 200 个，每个网元在忙时向上传递信息的最大速率为 1kbit/s，下行数据传送到各地区反拉终端的速率需要 500kbit/s，IP 开销假设需要 300kbit/s，则该地区链路带宽为

$$B=200\times1+500+300=1000\text{kbit/s}$$

## 六、关键技术及系统设计中应注意的问题

（一）关键技术

1. CORBA 接口

公用对象请求代理（调度）程序体系结构（common object request broker architecture，CORBA）在结合了分布式计算和面向对象计算方式的基础上，实现了软件可重用性，在对象管理组织（object management group，OMG）规范体系机构的参考模型基础上，形成了 CORBA 规范体系结构，为解决分布式处理环境中软硬件系统互连的一种方案，实现了分布式异构软件的互操作性和可移植性，成为目前网管北向接口应用规范中采用的主流方案。

（1）CORBA 接口特点。

1）引入“代理”。对象请求代理这条贯穿于 CORBA 结构中的软总线，作为实现过程的核心，能自动发现和寻找服务器，自动设定路由，接受和发送对象请求，实现不同软硬件平台上的互操作和集成。用户只需定义和说明需要完成的任务即可，不必了解过多的细节问题，提高了实现的透明性。

2）接口规范。CORBA 定义了一组独立于任何语言和环境的接口规范，在代理和管理器之间，只要接口定义规范相符合，则可实现开发平台上的互操作，也体现了 CORBA 继承分布式计算的优越性。

3）操作系统及编程语言的独立性。CORBA 屏蔽了操作系统与编程语言的异构性，使其可运行在不同的操作系统上，并以多种编程语言实现，从而解决了分布式应用系统的资源整合、集成利用等问题。

（2）CORBA 接口功能。

1）告警信息采集。告警信息采集功能的实现重点

是完成接口的管理功能，负责管理位于EMS和NMS之间的北向接口。因此，信息采集主要完成配置不同设备接口相应的采集适配器，准确地使EMS的数据信息上报给NMS。

2）告警信息分析处理。对于采集到的告警信息，其细节内容丰富，为管理人员快速判断故障原因带来很大干扰，因此需要将采集到的告警数据格式进行统一提炼和规范化，即将采集到的各网管不同数据格式和不同信息格式的告警，转换成系统所需的关键告警信息构成的统一格式，再传给应用服务器。按照设定规则，对各系统告警信息的处理是整个告警系统的核心部分。对告警信息处理前，需要将采集到的告警信息进行分析，按照协议规则根据信息字段进行读取，然后对原始告警数据内容进行提炼处理，转换成规范的数据格式，发送到缓存空间，形成告警发送队列，依次送到事件通道。规范化的数据主要包括网元ID、网元名称、告警对象名称、告警对象类型、告警时间、告警状态等。

3）告警信息上报。告警数据的上报方式有两种：①通过开放数据库互连（open database connectivity，ODBC）数据源方法，将采集到的所有告警数据信息存储到数据库中的相应表格中；②将分析处理好的告警数据存储在缓存空间中，形成发送队列，通过使用CORBA通知服务中的事件通道，实现告警信息依次主动上报至后台服务器。

事件通道的优点是由事件通道所连接的提供者和消费者对象，在并不了解的情况下，可动态注册或注销，并对提供者和消费者的数量没有限制。

2. 虚拟网元技术

综合网管系统所管理的网络对象，从通信专业类型上看，包括传输网、交换网、数据网、时钟网等多个网络系统；从接口类型上看，包括网口、串口、无源触点等不同类型。上述差异使得现有通信网成为一个非常复杂并且异构的网络，而综合网管系统采用了接口适配技术和虚拟网元技术屏蔽网络的异构性，通过对网络资源的抽象、封装和组合，将物理资源以多对一或一对多的方式表现为具备特定功能特性的逻辑单元。该技术强调网络硬件资源不再以物理端口、链路、设备等为单位进行整合与隔离，而是根据功能与性能需要，从而实现网络的智能化运维和管理。

3. 告警数据压缩技术

综合监视子系统采取告警压缩技术，支持极高的原始告警压缩比（小于2%），从而将网络原始告警和网络故障进行有效分离，极大地降低了运维人员告警处理工作的复杂度。

告警压缩原理是建立在告警频闪基础上的，利用频闪告警信息只记录一次的原则对告警数据进行压缩。所谓频闪告警是指在某一时段内的同一对象上的多次相同告警，该告警多次发生的行为成为告警频闪。利用频闪告警信息，通过图形快速反映出该对象最容易发生告警的时间段，有利于运维人员维护、预防工作。

4. 故障原因分析技术

综合网管系统通过故障管理功能，可对网络中的告警进行实时的监控，对告警信息进行处理和查询统计等相关操作。考虑到网络中的告警数量大，不易进行故障定位、故障处理等操作，系统还需要提供故障智能诊断功能，通过此功能，用户可以对网络中的故障进行实时的监控，提高故障发现、故障处理的效率，减小故障对网络造成的影响，更加有效地保障网络安全运行。

（二）系统设计中应注意的问题

1. 网管接口问题

综合网管与设备的接口是系统设计中最基本、最关键的问题，包括：

（1）设备供应商配合问题。需要运行人员、网管软件开发商、设备提供商三方面共同协商，签订相关的技术协议，使得设备通信协议一致、接口互通；

（2）接口协议问题。目前厂家一般提供CORBA、TCP/IP、Q3等接口协议，综合各方面的因素，建议在条件允许的情况下选择CORBA接口，以简化系统结构；

（3）接口位置问题。目前，综合网管系统接口一般设在子网管理器、网元管理器、网元等三个位置，虽然越靠近网元效率越高，但是从整个系统的安全、可靠和效率方面分析，还是建议从网元管理器中提取数据。

2. 数据编码的规范化问题

综合网管的建设是企业信息化建设的内容之一，因此，它的信息结构要符合企业信息资源规划的要求。目前，网管和设备网元中的信息编码都是厂家自己定义的，即便是在软件厂商提供的综合网管系统中，也都遵循厂商自己的编码规范。因此，要在系统的设计阶段，与厂家一起规范编码，做到编码的唯一性、全局性。

## 第九节 通信电源系统

发电厂、变电站以及各级电力公司，都需配置相关的通信设备，大量的通信设备需要通信电源系统提供不间断供电保障。

发电厂、变电站的通信设备种类繁多，供电电压不同，供电方式较为复杂。为适应今后通信设备电源发展的需要，进一步提高通信电源的可靠性、经济性和合理性，本节结合国内通信设备的具体生产情况，

根据各通信设备对电源的要求，在电源设备选择、电源接线和各种通信设备的供电方式等方面予以介绍。

## 一、常用通信设备供电电压及耗电量

电力系统常用的通信设备主要分为交换、数据、传输等三大类，其中，交换设备包括程控交换设备、软交换设备和 IMS 设备等，数据设备包括路由器和交换机等，传输设备包括载波通信设备、微波通信设备及光通信设备等。

电力系统的通信设备供电方式基本分为 220V 交流供电和–48V 直流供电两种，部分设备支持 220V 交流和–48V 直流两种供电方式。电力系统常见的采用–48V 通信电源系统供电的通信设备及其耗电量见表 21-34。

表 21-34 通信设备供电电压及其耗电量

| 设备名称 | 型号/规格 | 直流供电电压（V） | | 耗电量（W） | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 额定值 | 波动范围 | 平均值 | 最大值 |
| 程控交换设备 | HARRIS H20-20/512 线<br>2048 线 | 48 | 57～40 | — | 480<br>1920 |
| | ZXJ10/720 线 | 48 | 57～40 | 180 | 360 |
| | C&C08/2000 线 | 48 | 57～40 | — | 1300 |
| | HiPath 4000/1024 线 | 48 | 57～40 | 1000 | 1500 |
| | Coral IPX 3000/1024 线 | 48 | 57～40 | — | 1300 |
| 软交换设备 | ZXSS10 SS1b/单子框，满配 | 48 | 57～40 | — | 750 |
| | SortX3000/含一个基本框和一个媒体资源框，满配 | 48 | 57～40 | — | 2240 |
| IMS 设备 | ZXUN CSCF/单框，满配 | 48 | 57～40 | — | 2300 |
| | CSC 3300/业务处理框，满配 | 48，60 | 72～40 | 4816 | 6320 |
| 路由器 | NE20E-X6/240Gbit/s | 48，60 | 72～38 | 1600 | — |
| | SR6608/240Gbit/s | 48 | 60～40 | 560 | — |
| | RG-RSR-08E/12.8Gbit/s | 48 | 60～40 | 580 | — |
| | ZXR10 GER/32Gbit/s | 48 | 60～40 | 400 | — |
| 交换机 | S5700-52P-LI/256Gbit/s | 48，60 | 72～38 | 100 | — |
| | S5600-26-PWG/192Gbit/s | 48，60 | 72～36 | 540 | — |
| | ZXR T32C/64Gbit/s | 48 | 60～40 | 390 | — |
| 电力线载波机 | ZDD-5A<br>ZDD-12<br>ZDD-28<br>ZDD-33 | 48 | 60～42 | 200<br>150<br>120<br>100 | — |
| | ESB-500X | 48，60 | 80～40 | 230 | — |
| | YESB500<br>ZJ-3A，3B | 48，60<br>48 | 80～40<br>60～42 | 210<br>200 | — |
| 微波通信设备 | GR210 | 48 | 58～39 | 30 | — |
| | TRP-2500 | 48，60 | 75～36 | 65 | — |
| | FPT155 | 48，60 | 72～41 | — | 50 |
| | DMR2000 | 48 | 58～39 | 40 | — |
| 光纤通信设备 | OptiX OSN 8800 T32a/增强型子架 | 48，60 | 72～40 | — | 4800 |
| | ZXONE 8300/CX30 子架 | 48 | 57～40 | 3175 | — |
| | FONST 5000/一个 OTH 子框+一个波道子框 | 48 | 57～40 | — | 4000W |
| | OptiX OSN3500/增强型子架 | 48，60 | 72～38 | — | 1200W |
| | ZXMP S385 | 48 | 57～40 | — | 720W |

## 二、系统构成

（一）相关规程规范要求

1. GB 50660—2011《大中型火力发电厂设计规范》规定

（1）系统通信：火力发电厂应配置通信专用直流电源系统，应按双重化原则配置电源设备，其单组蓄电池组容量放电时间不小于2h。蓄电池组容量应兼顾系统未来发展的需求。

（2）厂内通信：火力发电厂厂内通信设备所需直流电源宜由通信专用直流电源系统提供。单组蓄电池的放电时间应不小于1h。

（3）火力发电厂厂内通信设备所需直流电源可共用系统通信设备的直流电源。

2. GB 50049—2011《小型火力发电厂设计规范》规定

（1）系统通信：通信直流电源，宜采用整流器同蓄电池组浮充方式供电。蓄电池的容量，应按1h放电选取；也可采用2组直供式整流器供电。当采用直供式整流器供电，或通信装置需用交流供电时，应设置可靠的事故备用电源。

（2）厂内通信：厂内通信装置宜与系统通信装置合用电源。当单独设置电源装置时，供电原则与系统通信电源设置原则一致。

3. DL/T 5225—2016《220kV～1000kV变电站通信设计规程》规定

220kV变电站宜配置2套交直流一体化电源系统，通信部分容量应按其设计年限内变电站通信设备的总耗电量配置，每套一体化电源系统配置的蓄电池组为通信设备单独供电时间不应小于4h。

330kV及以上变电站宜配置2套独立的通信专用直流电源系统，通信专用直流电源系统由高频开关电源、免维护蓄电池组和直流配电屏组成。通信电源容量应按其设计年限内变电站通信设备的总耗电量配置。每套电源系统配置的蓄电池组单独供电时间不应小于4h。

4. DL/T 5223—2005《高压直流换流站设计技术规定》规定

换流站内设两套直流48V电源系统，每套配1个开关电源和1组蓄电池，2套直流电源互为主备用。

5. GB/T 50789—2012《±800kV直流换流站设计规范》规定

换流站内应设2套独立的、互为备用的直流48V电源系统。每套电源系统宜配置1个开关电源和1组48V免维护蓄电池，开关电源和蓄电池的容量宜根据远期设备负荷确定并留有裕度。

6. GB/T 50980—2014《电力调度通信中心工程设计规范》规定

通信直流电源系统应由交流配电、直流配电、开关整流、蓄电池及馈线等部分组成。

通信直流电源系统应采用双重化配置，根据设备负荷分布情况宜采用集中配置或分组独立配置；

通信直流电源系统容量应按照远期负荷的需求设置，可采取分期建设方式。

通信直流电源系统宜采用双母线运行方式。

通信直流电源系统蓄电池容量应根据交流供电的可靠性、恢复供电时间及直流系统满负荷状态下的持续供电时间来确定，不应少于4h。

7. DL/T 5044—2014《电力工程直流电源系统设计技术规程》规定

48V及以下的直流电源，可采用由220V或110V蓄电池组供电的电力用DC/DC变换装置。

（二）系统结构

根据上述规程规范的设计规定，电力系统直流通信电源主要有两种系统结构，一种为整流器同蓄电池组浮充结构，另一种为DC/DC变换结构。

1. 整流器与蓄电池组浮充结构

整流器与蓄电池组浮充结构主要由交流配电单元、整流单元（高频开关电源）、直流配电单元和蓄电池组单元四部分构成。其中整流单元和蓄电池组单元为通信电源的核心部分。整流器与蓄电池组浮充典型结构如图21-60所示。

其中交流配电单元、整流单元和直流配电单元可分别独立组屏为交流配电屏、高频开关电源屏以及直流配电屏，也可以根据实际需求合并设置。

2. DC/DC变换结构

DC/DC变换结构不设置通信专用蓄电池，主要包括DC-DC变换单元和直流配电单元。其核心部分为DC-DC变换器，其结构示意如图21-61所示。

（三）直流电源系统设置原则

由于DC/DC变换结构直流电源系统一般由电气二次专业统一负责设计，因此本节主要提出整流器与蓄电池组浮充结构直流电源系统的设置原则：

（1）每套高频开关电源系统的交流电源输入，应由来自不同交流母线的两路电源供电。

（2）高频开关整流模块配置数量应符合$N$+1原则，容量应在模块数量为$N$的情况满足远期设备负荷。

（3）配电屏（单元）、蓄电池组应通过熔断器等过负荷保护装置与高频开关电源相连。

（4）当容量不足时蓄电池组可以并联，蓄电池组并联的组数不可超过4组。不同厂家、容量、型号、时期的蓄电池组严禁并联使用。

（5）蓄电池巡检仪每组蓄电池宜设置蓄电池自动巡检装置。蓄电池自动巡检装置宜监视全部单体蓄电池电压，以及蓄电池组温度，并通过通信接口将监测信息上传至动力监控系统。

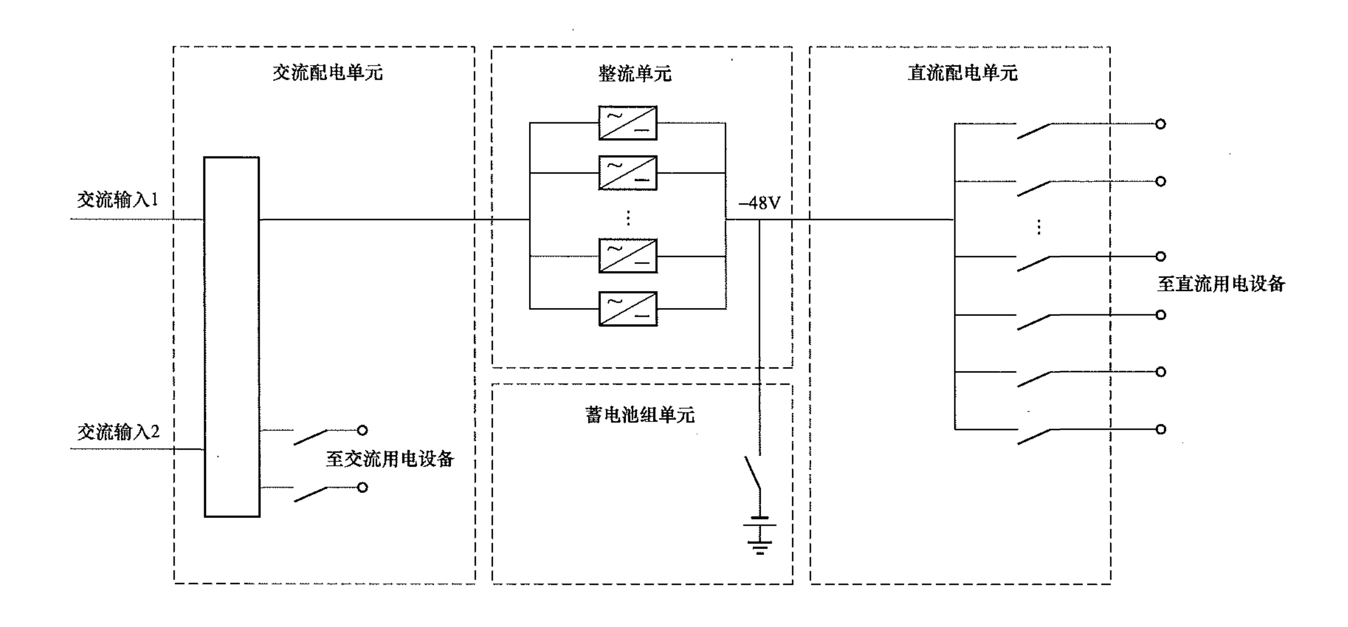



图 21-60　整流器与蓄电池组浮充典型结构图

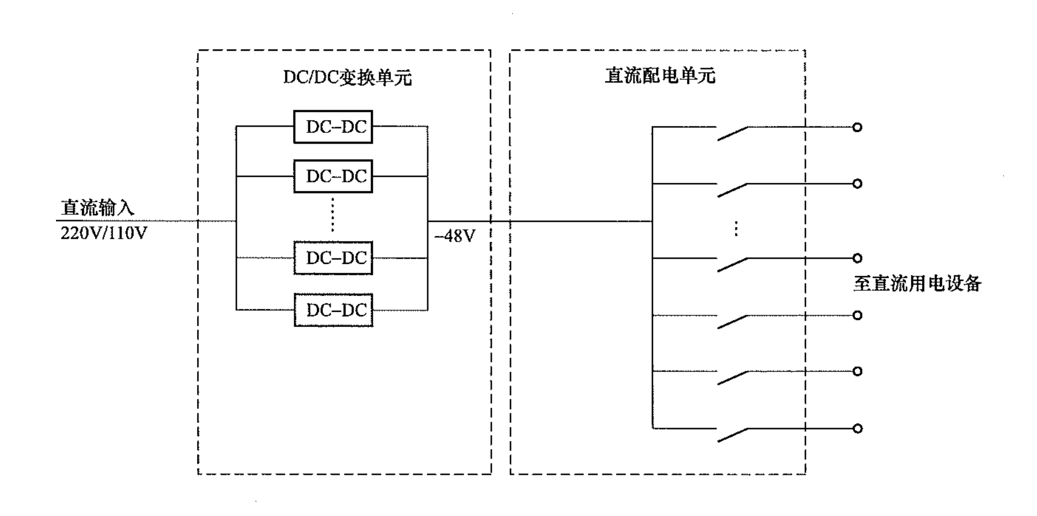



图 21-61　DC-DC 变换器结构示意图

## 三、蓄电池容量计算

当选用整流器同蓄电池组浮充结构，通信电源系统设置独立的蓄电池组，铅酸蓄电池的容量可按照下式计算

$$Q \geqslant \frac{KI_{fh}T}{\eta[1+\alpha(t-25)]} \qquad (21\text{-}37)$$

式中　$Q$——蓄电池容量，Ah；

$K$——安全系数，取 1.25；

$I_{fh}$——负荷电流，A；

$T$——放电小时数，h；

$\eta$——放电容量系数。

$t$——实际电池所在地最低环境温度数值，所在地有采暖设备时，按 15℃考虑，无采暖设备时，按 5℃考虑；

$\alpha$——电池温度系数（1/℃），当放电小时率≥10 时，取 $\alpha=0.006$；当 1≤放电小时率＜10 时，取 $\alpha=0.008$；当放电小时率＜1 时，取 $\alpha=0.01$。

放电容量系数$\eta$与蓄电池放电小时数、放电终止电压的对应关系可参见表 21-35。

## 四、高频开关电源容量计算

当前，通信电源系统蓄电池的浮充、短充以及通信设备供电均由整流单元即高频开关电源来完成。高频开关电源容量的选择应根据通信设备供电电流、蓄电池容量等综合考虑。高频开关电源容量计算可按照下式计算

**表 21-35　　　　铅酸蓄电池放电容量系数（$\eta$）表**

| 电池放电小时数（h） | | 0.5 | | | 1 | | | 2 | 3 | 4 | 6 | 8 | 10 | ≥20 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 放电终止电压（V） | | 1.65 | 1.70 | 1.75 | 1.70 | 1.75 | 1.80 | 1.80 | 1.80 | 1.80 | 1.80 | 1.80 | 1.80 | ≥1.85 |
| 放电容量系统 | 防酸电池 | 0.38 | 0.35 | 0.30 | 0.53 | 0.50 | 0.40 | 0.61 | 0.75 | 0.79 | 0.88 | 0.94 | 1.00 | 1.00 |
| | 阀控电池 | 0.48 | 0.45 | 0.40 | 0.58 | 0.55 | 0.45 | 0.61 | 0.75 | 0.79 | 0.88 | 0.94 | 1.00 | 1.00 |

$$I = I_{fh} + I_{cd} + I_{bc} \qquad (21\text{-}38)$$

式中　$I_{fh}$——负荷电流，A；

$I_{cd}$——蓄电池充电电流，A；

$I_{bc}$——补充电流，为设备开启时的冲击电流做预留，一般可按 $I_{bc}=(10\%\sim20\%)I_{fh}$ 考虑，A。

充电电流可按照下式计算

$$I_{cd} = Q/(\eta t_{cd}) \qquad (21\text{-}39)$$

式中　$t_{cd}$——蓄电池充电时间，一般按 8～10h 计算；

$\eta$——充电效率，若设备厂商未提供此参数，一般可按 0.84 计算。

## 五、电源电缆的选择

通信电源系统设备间的互联电缆应充分考虑电缆截面的选择，截面积应根据允许的电压降来进行确定，具体可按下式计算

$$S = \frac{I_L l}{r\Delta U_L} \qquad (21\text{-}40)$$

式中　$I_L$——通过馈线忙时的最大负荷电流，A；

$l$——馈线电缆长度，m；

$r$——电缆导体的电导率，铜导体为 57m/（mm$^2$·Ω）；

$\Delta U_L$——允许的电缆压降，V。

蓄电池组端子至通信设备端子的连接导体压降包括蓄电池电源线电压降、母线设备电压降和馈线电缆电压降。由于蓄电池电源线通过电流较大，考虑其重要性，且为了有利于减少馈线电缆截面，故允许选用较大的电源电缆截面。一般蓄电池回路电缆通过电流按蓄电池 1h 放电电流计算，电压降按 0.5V（约为蓄电池组标称电压 1%$U_N$，即 $U_N$=48V）计算，则馈线电缆电压降应根据事故放电末期蓄电池组端子电压 $U_{fm}$、通信设备允许的最低电压 $U_{L.min}$ 和蓄电池电源线压降 $\Delta U_B$ 等数据计算，即

$$\Delta U_L = U_{fm} - U_{L.min} - \Delta U_B \qquad (21\text{-}41)$$

根据不同蓄电池放电终止电压和通信设备最低允许电压要求（80%$U_N$=38.4V，85%$U_N$=40.8V）计算馈线电缆电压降 $\Delta U_L$，蓄电池放电终止电压与允许电缆电压降关系见表 21-36。

**表 21-36　　蓄电池放电终止电压与允许电缆电压降关系**

| 单节蓄电池放电终止电压（V） | 1.75 | | 1.80 | | 1.85 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 通信设备最低电压（V） | 38.4 | 40.8 | 38.4 | 40.8 | 38.4 | 40.8 |
| 电压降允许值$\Delta U_L$（V） | 3.1 | 0.7 | 4.3 | 1.9 | 5.5 | 3.1 |

由表 21-36 可知，蓄电池事故放电末期电压整定越高，允许的电缆电压降越大，电缆截面越容易选取。

## 六、电源设备的性能要求

可靠、稳定的通信电源设备是通信设备正常运行的重要保证，因此对电源系统的功能以及通信电源设备的交流配电、整流装置、直流配电以及蓄电池的性能提出要求。

（一）系统功能要求

（1）整流设备采用模块式结构，模块单元采用插箱式安装方式，便于灵活扩容。

（2）具有高功率因数补偿。

（3）在较宽的交流输入电压波动范围内，保证系统正常工作。

（4）整流模块采用软启动。

（5）整流模块具有较高的均流功能。

（6）具有电池管理功能，能实现温度补偿、自动调压等功能。

（7）整流模块和监控模块采用热插拔方式，即插即用。

（8）具有三遥功能，可实现本地集中监控和按照指定通信规约接入设备维护单位的远程综合监控系统。提供智能通信接口 RS-232/RS-422/RS-485 或 RJ-45 10M 以太网口等可选，并提供相应的通信接口协议，同时应提供至少 4 路触点告警输出信号。

（9）具有完善的交、直流侧防雷保护。

（10）具有完备的故障保护、故障告警功能。

（11）电磁兼容：整流模块能够满足 YD/T 983《通

信电源设备电磁兼容性要求及测量方法》中对传导和辐射干扰的要求。

（二）设备性能要求

通信电源设备基本性能要求和蓄电池基本性能要求见表 21-37 和表 21-38。

**表 21-37　通信电源设备基本性能要求**

| 项目 | 性能名称 | 单位 | 性能要求 |
|---|---|---|---|
| 交流配电 | 输入标称电压 | V | 交流 380 |
| | 输入电压范围 | V | 380±15% |
| | 输入交流电压频率 | Hz | 45～55 |
| | 功率因数 | % | ≥0.99 |
| | 输入电源切换 | 项 | 可手动和自动切换 |
| | 系统运行方式 | 项 | 并联运行、单独运行等多种运行方式 |
| | 交流输入过压告警点 | V | 可设置 |
| | 交流输入过压告警恢复点 | V | 可设置 |
| | 交流输入欠压告警点 | V | 可设置 |
| | 交流输入欠压告警恢复点 | V | 可设置 |
| 整流装置 | 输出直流额定电压 | V | -48 |
| | 输出直流电压波动范围 | V | 42.2～57.6，连续可调，调整精度为±0.1V |
| | 输出总直流电流 | A | 按实际需求 |
| | 单模块容量 | A | 20、30、40、50、100 可选 |
| | 模块个数 | 个 | ≥3 |
| | 稳压精度 | % | ≤±0.5 |
| | 纹波系数 | % | ≤±0.01 |
| | 效率 | % | ≥90 |
| | 动态响应时间 | μs | ≤200，超调量≤5% |
| | 输出负荷动态响应 | % | ≤5 |
| | 负荷调整率 | % | ≤±0.5 |
| | 温度系数 | %/℃ | ≤0.02 |
| | 设备的平均无故障时间（*MTBF*） | hr | ≥100000 |
| | 峰—峰值杂音电压 | mV | ≤100（0～20MHz） |
| | 电话衡重杂音电压 | mV | ≤2（300～3400Hz） |
| | 宽频杂音电压 | mV | ≤50（3.4～150kHz）<br>≤20（150～30MHz）<br><20（25～20kHz） |
| | 离散杂音电压 | mV | ≤5（3.4～150kHz）<br>≤3（150～200kHz）<br>≤2（200～500kHz）<br>≤1（0.5～30MHz） |
| | 窄带杂音电压 | mV | ≤100（10～20MHz） |
| | 直流输出过电流、短路保护 | 项 | 具备 |
| | 直流输出过电压保护点 | V | 可设置 |
| | 直流输出过电压告警点 | V | 监控模块可设置 |
| | 直流输出过电压告警恢复点 | V | 可设置 |
| | 直流输出欠电压告警点 | V | 监控模块可设置 |
| | 直流输出欠电压告警恢复点 | V | 可设置 |
| | 负荷下电动作点 | V | 监控模块可设置 |
| | 集中监控性能 | 项 | 具备 |
| | 次要负荷脱离功能 | 项 | 具备 |
| | 电池保护动作点 | V | 监控模块可设置 |
| | 输出缓启功能 | 项 | 具备 |
| | 冷却方式 | 项 | 自然冷却或智能风冷 |
| | 温度限功率 | % | 100（0～40℃） |
| | 模块过温保护 | ℃ | ≥95，可设置 |
| | 均流不平衡度 | % | ≤5 |
| 直流配电 | 直流屏压降 | V | ≤0.5 |
| 绝缘 | 绝缘电阻 | MΩ | ≥10（交流对地，直流对地） |
| | 绝缘强度 | V | 2000V/50Hz/1min（交流对地，交流对直流）；1000V/50Hz/1min（直流对地） |
| 可闻噪声 | | dB（A） | <50 |
| 电磁干扰（EMI） | | | 符合 IEC 有关最新标准 |
| 抗雷击特性 | 直流侧抗雷击特性 | 项 | 具有 4 级防雷 |

**表 21-38　蓄电池基本性能要求**

| 性能名称 | 单位 | 标准参数值 |
|---|---|---|
| 蓄电池组额定电压 | V | 48 |
| 蓄电池容量 | Ah | 按实际需求 |
| 单体蓄电池正常浮充电电压（25℃） | V | 2.23～2.27 |

续表

| 性能名称 | 单位 | 标准参数值 |
|---|---|---|
| 单体蓄电池正常均充电电压（25℃） | V | 2.30～2.35 |
| 单体电池额定电压 | V | 2 |
| 自放电率（25℃条件下） | %/月 | ≤4 |
| 10h 放电率放电单体电池放电终止电压 | V | 1.8 |
| 全密封反映率 | % | ≥95 |
| 蓄电池气体复合效率 | % | ≥99 |
| 同组电池单体间的开路电压高和低差值 | mV | ≤30 |

续表

| 性能名称 | 单位 | 标准参数值 |
|---|---|---|
| 两个蓄电池之间连接条的压降（$3I_{10}$） | mV | ≤8 |
| 重量偏差 | % | ≤8 |
| 蓄电池开阀压力 | kPa | 10～39 |
| 蓄电池闭阀压力 | kPa | 1～10 |
| 第 1 次充放电循环 10h 率容量 | % | ≥$0.95C_{10}$（$C_{10}$为 10h 放电率） |
| 第 5 次充放电循环 10h 率容量 | % | ≥$1C_{10}$ |
| 浮充运行寿命 | 年 | ≥10 |

# 第二十二章

# 数据网及安全防护

## 第一节　调 度 数 据 网

电力调度数据通信网络是直接为电力调度生产服务的专用数据网络，是电力调度生产部门之间及调度生产部门与厂站之间实时和准实时数据通信的基础设施。

### 一、业务需求及带宽分析

#### （一）业务需求分析

调度数据网承载的业务主要有控制区（安全区Ⅰ）业务和非控制区（安全区Ⅱ）业务两类。

1. 控制区（安全区Ⅰ）业务

（1）能量管理系统（EMS）；

（2）电网动态安全稳定监视和预警（WAMS）；

（3）配电自动化系统；

（4）安全稳定控制管理系统。

2. 非控制区（安全区Ⅱ）业务

（1）继电保护及故障信息管理系统；

（2）电能量计量系统（TMR）；

（3）电能质量在线监测系统；

（4）输变电设备状态在线监测系统；

（5）故障测距系统；

（6）水调自动化系统；

（7）火电机组综合监测系统；

（8）风电/光伏功率预测系统。

#### （二）带宽分析

根据不同应用业务对网络带宽需求的不同，可将业务数据分为控制区数据、非控制区数据、网络管理数据三类。

电力调度数据网络带宽的测算方法如下

$$B_0=B_1/\rho_1+B_2/\rho_2+B_3/\rho_3 \qquad (22\text{-}1)$$

式中　$B_0$——网络总带宽或总业务数据流量的单位时间均值，Mbit/s；

$B_1$——控制区数据带宽或数据流量的单位时间均值，Mbit/s；

$B_2$——非控制区数据带宽或数据流量的单位时间均值，Mbit/s；

$B_3$——网络管理数据带宽或数据流量的单位时间均值，Mbit/s；

$\rho_1$——控制区数据带宽利用率或数据均值与峰值的比率，%；

$\rho_2$——非控制区数据带宽利用率或数据均值与峰值的比率，%；

$\rho_3$——网络管理数据带宽利用率或数据均值与峰值的比率，%。

根据式（22-1）可计算各类业务信息在网络节点间的流量，网络链路带宽设计应满足现有的业务流量需求，同时为未来业务发展预留一定裕度，一般情况下设计水平年通信链路利用率宜不超过50%。

### 二、自治域划分及路由协议

#### （一）自治域划分

电力调度数据网应根据调度管理关系、网络规模等因素划分成多个自治域（AS）。自治域的划分应采用两级自治域模式或多级自治域模式，各自治域应具有唯一的自治域编码。

（1）两级自治域一般由骨干自治域和接入自治域构成，其典型结构如图22-1所示。两级自治域由国调、分调、省调、地调节点组成骨干自治域，其中国调、分调、省调及备调为0区节点、地调为子区节点，骨干自治域包含骨干网第一平面和骨干网第二平面；由各级调度所属厂站组成各级接入自治域，包括国调接入网、分调接入网、省调接入网、地调接入网。

（2）典型三级自治域结构如图22-2所示，其由总调、各省中调及500kV及以上电压等级厂站构成主干调度数据网（一级网）；由省中调、地调、220kV电压等级厂站构成省级调度数据网（二级网）；由地调、110/35kV电压等级厂站构成地区调度数据网（三级网）。

#### （二）技术特点

调度数据网以通信传输网络为基础，可选用的承

载网技术有同步数字体系（synchronous digital hierarchy，IP over SDH）、多业务传输平台（multi-service transfer platform，IP over MSTP）、光传送网（optical transport network，IP over OTN）或密集型光波复用（dense wavelength division multiplexing，IP over DWDM）等。

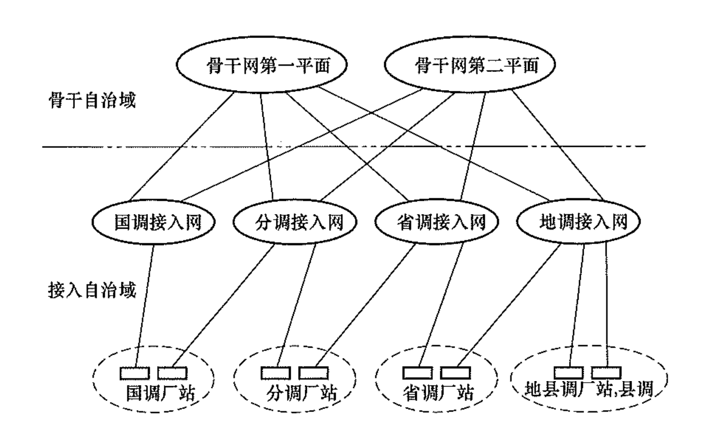



图 22-1　典型两级自治域结构

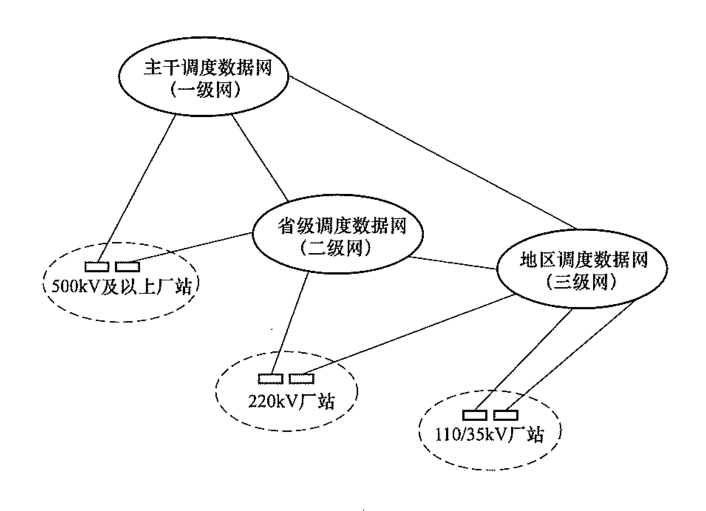



图 22-2　典型三级自治域结构

（三）组网技术

网络设备广域网接口应采用 POS、CPOS、E1、以太网等接口。自治域内部路由协议应采用开放式最短路径优先路由协议第二版（open shortest path first version 2，OSPFv2）或中间系统到中间系统路由协议（intermediate system to intermediate system routing protocol，IS-IS）等动态路由协议；自治域间互联路由协议应采用边界网关路由协议 4（border gateway protocol 4，BGP-4）路由协议。电力调度数据网可采用静态路由技术作为路由选路的补充。

（四）VPN 技术

电力调度数据网应采用多协议标记交换虚拟专用网络（multi-protocol label switching virtual private network，MPLS VPN）技术实现同一网络内多个子网的逻辑隔离。根据调度业务的特点，划分实时业务 VPN 和非实时业务 VPN，各业务系统按安全分区原则接入相应 VPN。

电力调度数据网应采用边界网关路由协议的多协议扩展（multi-protocol extensions for border gateway protocol，MP-BGP）协议实现运营商边缘（provider edge，PE）路由器之间的 VPN 路由分发。其中，自治域内应采用内部 MP-BGP 协议，且宜采用路由反射技术实现 VPN 路由分发；自治域间应采用外部 MP-BGP 协议实现 VPN 路由分发。电力调度数据网应采用静态路由、OSPFv2、IS-IS 等协议实现 PE 路由器与用户边缘（customer edge，CE）路由器之间的 VPN 路由分发。

（五）服务质量和流量管控

电力调度数据网应具备为所承载业务提供服务质量（quality of service，QoS）保障的能力。电力调度数据网应采用基于区分服务体系结构（differentiated services，DiffServ）的 QoS 保障机制。应支持多协议标记交换（multi-protocol label switching，MPLS），可在任意非最短路径上转发分组，从而实现网络内 QoS 敏感业务和业务传输的优化分配，保障控制区业务的优先级高于非控制区业务的保障优先级。

调度数据网应具备流量管理、拥塞控制等功能。

（1）应支持各种隧道协议，包括点到点隧道协议（point to point tunneling protocol，PPTP）、第二层转发协议（level 2 forwarding protocol，L2F）、第二层隧道协议（level 2 tunneling protocol，L2TP）、虚拟专用局域网业务协议（virtual private LAN service，VPLS）、安全性 IP 协议（internet protocol security，IP Sec）和通用路由封装协议（generic routing encapsulation，GRE）等。

（2）应支持各种队列调度技术，包括先进先出（first input first output，FIFO）、优先级队列（priority queue，PQ）、定制排队（customized queue，CQ）、加权公平队列（weighted fair queuing，WFQ）、基于类的加权公平队列（class-based weighted fair queuing，CBWFQ）等。

（3）应支持各种拥塞控制技术，包括早期随机检测（random early detection，RED）、加权早期随机检测（weighted random early detection，WRED）等。

## 三、网络拓扑结构

调度数据网自治域内应采用分层结构组网，根据调度数据网规模大小可采用两层或三层结构。网络结构主要分为网状结构、星形结构、环形结构三种。为缩短网络路径、减小网络延迟、加快网络收敛、提高网络性能，同时兼顾网络可靠性的要求，调度数据网可综合采用网状、星形或环形结构。

## 四、业务系统接入

### （一）调度端业务系统接入方式

如图 22-3 所示，调度端各业务系统根据安全分区分别接入调度数据网安全区Ⅰ接入交换机和安全区Ⅱ接入交换机，再通过纵向加密认证装置、经路由器接入电力调度数据网。

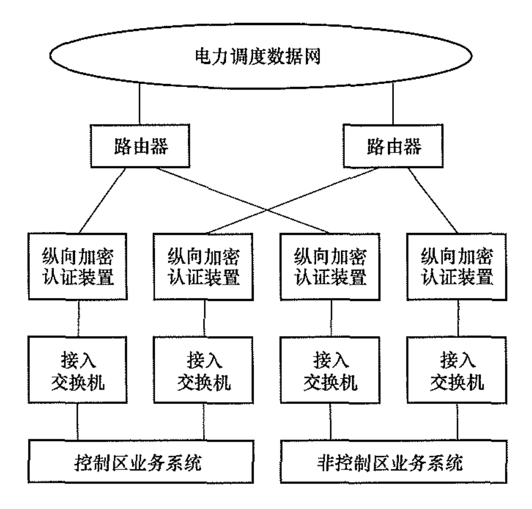



图 22-3 调度端业务系统接入方式

调度端业务系统接入方案如图 22-4 所示，具体如下：

（1）若业务系统具有两台通信服务器，且均配置双网卡，则每台通信服务器同时接入两套数据网设备，即图 22-4（a）所示。

（2）若业务系统具有两台通信服务器，但配置单网卡，则每台通信服务器分别接入两套数据网设备，即图 22-4（b）所示。

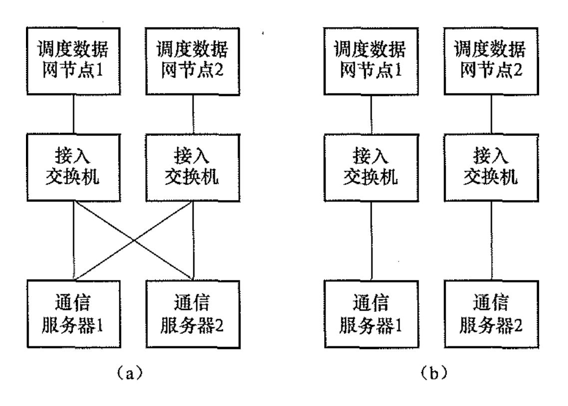



图 22-4 调度端业务系统接入方案
（a）方式一；（b）方式二

### （二）厂站端业务系统接入方式

厂站端各业务系统根据安全分区分别接入调度数据网安全区Ⅰ接入交换机和安全区Ⅱ接入交换机，再通过纵向加密认证装置、经路由器接入电力调度数据网。

厂站端业务系统接入方案如图 22-5 所示，具体如下：

（1）若业务系统具有双重化前置通信设备，且均配置双网卡，则每台前置通信设备同时接入两套数据网设备，即图 22-5（a）所示。

（2）若业务系统具有双重化前置通信设备，但配置单网卡，则每台通信服务器分别接入两套数据网设备，即图 22-5（b）所示。

（3）若业务系统只具备单台前置通信设备，且配置双网卡，则该前置通信设备同时接入两套数据网设备，即图 22-5（c）所示。

（4）若业务系统只具备单台前置通信设备，且配置单网卡，则宜另新增一台前置通信设备或为现有前置通信设备新增一块网卡，采用方式二或方式三接入调度数据网。

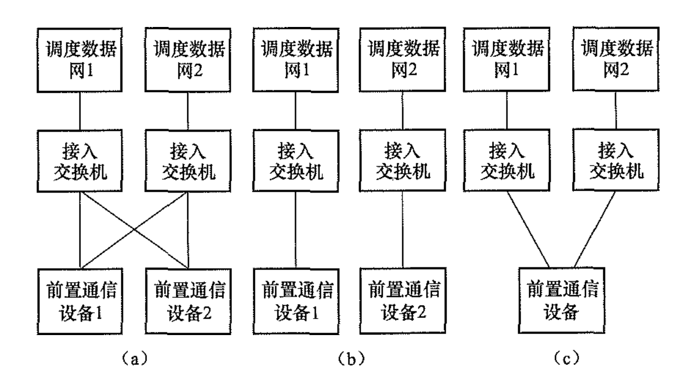



图 22-5 厂站端业务系统接入方案
（a）方式一；（b）方式二；（c）方式三

## 五、网络地址编码

调度数据网 IP 地址规划原则如下：

（1）电力调度数据网应采用 IPv4 地址，且可扩展支持 IPv6 地址。

（2）IP 地址规划应满足唯一性和可扩展性的要求，并便于管理。

（3）IP 地址应分为网络地址和业务地址。其中网络地址包括设备管理地址及设备间互联地址；业务地址分为实时 VPN 地址和非实时 VPN 地址。

（4）电力调度数据网应采用可变长子网掩码（variable length subnet mask，VLSM），保证 IP 地址的利用效率；应采用无类别域间路由技术（classless inter-domain routing，CIDR），以减小路由器路由表的大小，加快路由器路由的收敛速度，减少网络中路由信息广播的数量。

（5）应采用结构化的地址空间分配方法，充分考虑地址结构的清晰和路由聚合的可实施性。

## 六、传输链路组织

电力调度数据网络的自治域间互联，应至少具备

2条相互独立物理路由的传输电路。

电力调度数据网络的自治域内的核心层、骨干/汇聚层节点间，任一节点应至少具备2条相互独立物理路由与其他节点互联；接入层节点宜通过2条相互独立物理路由的传输电路接入核心层节点或骨干/汇聚层节点。

调度数据网传输链路带宽要求如下：

（1）核心层与核心层节点之间、核心层与汇聚层节点之间，以及汇聚层与汇聚层节点之间链路宜采用带宽155Mbit/s及以上的电路通道。

（2）接入层节点与核心层或汇聚层节点之间链路带宽不宜小于2Mbit/s。

## 七、网络技术性能

网络性能主要包括传输延迟、包丢失率、收敛时间和可用率等。

（1）网络传输延迟主要包括分组报文串行化延迟、线路传输延迟、节点处理延迟。影响网络延迟的主要因素有链路带宽及其利用率、节点处理能力及网络路由跳数。自治域内任意接入层节点至所属调度机构节点的网络延时应控制在100ms以内。

（2）网络包丢失率主要取决于低层传输链路的质量、节点路由设备的误转发率、网络的拥塞情况。自治域内任意两个网络节点间的网络丢包率应小于$10^{-5}$。

（3）网络收敛时间主要取决于网络规模，链路数量、质量、带宽、路由器节点数量、处理性能以及网络路径等因素。自治域内的网络收敛时间应小于60s。

（4）网络可用率主要通过网络拓扑结构的优化以及网络的弹性设计来保证。网络可用率应大于99.9%。

## 八、网络安全

（1）电力调度数据网应在专用通道上使用独立的网络设备组网，在物理层面上实现与电力企业其他数据网及外部公共信息网的安全隔离。

（2）调度数据网实时VPN和非实时VPN分别承载控制区业务、非控制区业务。不同VPN承载的业务系统不应直接互访；确有互访需求时，应采用具有访问控制功能的安全设备。

（3）调度数据网网络设备不使用的端口应处于关闭状态，以避免未经许可的接入。

（4）调度数据网路由设备应支持协议安全性（internet protocol security，IPSec）标准，具备数据源身份认证、数据完整性检查、数据加密、重发攻击保护，以及自动密钥管理和安全关联管理等功能。

（5）调度数据网根据业务需求，采用端口限速、流量整形、队列调度等QoS措施确保网络可用性。

（6）调度数据网应具备网络流量分析能力，可对网络流量进行监测和分析。

（7）调度数据网应具备安全审计功能，实现对网络设备的权限控制、操作审计等。

## 九、网络管理

电力调度数据网应配备网络管理系统。网络管理系统应基于简单网络管理协议（simple network management protocol，SNMP），具备管理多厂商网络设备的能力。网络管理宜采用带内管理的方式，即利用数据传输的带宽，不需要额外的链路和端口。

网管系统功能要求如下：

（1）参数管理：对网络设备的参数进行设置、修改和跟踪。

（2）拓扑管理：自动发现网络中的所有网络设备并在拓扑中显示出来，自动将网络中的逻辑连接关系显示出来。

（3）IP管理：网络IP地址扫描、统计、分配和管理，避免网络IP地址使用冲突或盗用。

（4）流量管理：查询链路流量分布、查询关键用户流量使用等。

（5）计费管理：测量用户对网络资源和业务的使用，并对其进行统计分析，记录归档，形成计费报告。

（6）性能管理：对网络设备的性能和行为进行监视，生成性能管理报告。

（7）安全管理：应具备用户认证与授权、口令和密钥分发、权限分级、操作审计、日志记录等功能；对非法接入设备进行监控，对各类安全威胁进行分析，在拓扑中显示攻击路径、攻击源等节点信息。

（8）VLAN管理：增加、修改和删除VLAN，对access端口、trunk端口、hybrid端口等进行部署。

（9）VPN管理：实现对MPLS VPN网络的规划、部署和审计；实现对MPLS VPN的资源管理、性能监控、流量管理和故障监控。

（10）故障和告警管理：发现故障设备并进行告警；隔离和修复故障设备。

（11）报表管理：能够对链路中断、设备停运等事件进行统计，并生成报表进行分析。

（12）用户管理：查询接入网络用户信息，查询在线用户列表，强制用户下线，统计在线用户等。

网管系统配置原则如下：

（1）对于两级自治域模式的数据网络，骨干网双平面应根据网络规模分别配置网管系统；各接入网应分别配置网管系统。对于三级自治域模式的数据网络，各级网络应分别配置网管系统。

（2）网管系统硬件应至少配置一台服务器或工作站；软件应配置操作系统、数据库及应用软件，应提

供良好的人机交互界面。

## 十、设备配置、选型原则及性能要求

### （一）路由器

电力调度数据网络应按核心节点、骨干/汇聚节点和接入节点三个等级配置不同的路由设备。网络中的每个节点分别配置1台路由器，必要时可冗余配置。

1. 核心路由器

（1）全分布式体系架构，支持主处理单元 $N$+1（$N$≥1）冗余。

（2）交换容量大于等于600Gbit/s（全双工状态）。

（3）包转发率（吞吐量）大于等于400Mbit/s。

（4）丢包率：轻载情况下（吞吐量小于等于10%）小于等于0.05%；重载情况下（吞吐量大于等于80%）小于等于0.1%。

（5）数据包转发时延小于等于1ms。

（6）业务槽位大于等于8个。

（7）根据业务需求，CPOS光接口不宜少于2个；POS光接口不宜少于8个；10M/100M/1000M以太网接口不宜少于16个。

（8）双电源冗余配置。

（9）支持静态路由、RIP、OSPF、IS-IS、BGP-4、MP-BGP、策略路由。

（10）支持PIM-DM、PIM-SM、MBGP、Any-RP等路由协议。

（11）所有业务端口支持MPLS VPN功能，符合RFC 2547bis协议。

（12）支持跨域MPLS VPN方式。

（13）支持MPLS TE。

（14）支持组播VPN。

（15）支持多种QoS方式。

2. 骨干/汇聚路由器

（1）全分布式体系架构，支持主处理单元 $N$+1（$N$≥1）冗余。

（2）交换容量大于等于300Gbit/s（全双工状态）。

（3）包转发率（吞吐量）大于等于20Mbit/s。

（4）丢包率：轻载情况下（吞吐量小于等于10%）小于等于0.05%；重载情况下（吞吐量大于等于80%）小于等于0.1%。

（5）路由表容量：至少支持250000条路由，50个BGP对等体及50个IGP邻居。

（6）数据包转发时延小于等于1ms。

（7）业务槽位大于等于8个。

（8）根据业务需求，CPOS光接口不宜少于2个；POS光接口不宜少于4个；10M/100M/1000M以太网接口不宜少于16个。

（9）双电源冗余配置。

（10）支持静态路由、RIP、OSPF、IS-IS、BGP-4、MP-BGP、策略路由。

（11）支持PIM-DM、PIM-SM、MBGP、IGMP等路由协议。

（12）所有业务端口支持MPLS VPN功能，符合RFC 2547bis协议。

（13）支持跨域MPLS VPN方式。

（14）支持MPLS TE。

（15）支持组播VPN。

（16）支持多种QoS方式。

3. 接入路由器

（1）包转发率（吞吐量）大于等于1Mbit/s。

（2）丢包率：轻载情况下（吞吐量小于等于10%）小于等于0.1%；重载情况下（吞吐量大于等于80%）小于等于0.3%。

（3）路由表容量：至少支持20000条路由。

（4）数据包转发时延小于等于1ms。

（5）原始业务槽位大于等于2个。

（6）根据业务需求，10M/100M以太网接口不宜少于8个；E1接口不宜少于8个。

（7）双电源冗余配置。

（8）支持静态路由、RIP、OSPF、IS-IS、策略路由。

（9）所有业务端口支持MPLS VPN功能，符合RFC 2547bis协议。

### （二）交换机

电力调度数据网络边界应配置接入交换机。网络实时业务、非实时业务宜接入独立的接入交换机；也可以采用具有三层功能的接入交换机，通过划分不同的VLAN网段实现各类业务的接入。

1. 二层功能交换机

（1）交换容量大于等于10Gbit/s（全双工状态）。

（2）包转发率（吞吐量）大于等于6Mbit/s。

（3）10M/100M以太网接口不宜少于8个，并根据业务需求配置光电复用1000Base-X转换端口。

（4）支持基于端口速率百分比的广播风暴抑制、支持基于pps的广播风暴抑制。

（5）支持L2（Layer 2）～L4（Layer 4）包过滤功能，提供基于源MAC地址、目的MAC地址、源IP地址、目的IP地址、端口、协议类型、VLAN等。

（6）支持IP/Port/MAC的绑定功能。

（7）支持单向链路检测协议（device link detection protocol，DLDP）。

（8）支持端口环回检测。

2. 三层功能交换机

（1）交换容量大于等于100Gbit/s（全双工状态）。

（2）包转发率（吞吐量）大于等于60Mbit/s。

（3）10M/100M/1000M 以太网接口不宜少于 16 个，并根据业务需求配置光电复用 1000 Base-X 转换端口。

（4）支持 MCE。

（5）支持静态路由、RIP、OSPF、路由策略。

（6）支持 PIM-DM、PIM-SM、MBGP 等路由协议。

（7）支持流镜像、支持本地和远程端口镜像。

（8）支持 L2（Layer 2）～L4（Layer 4）包过滤功能，提供基于源 MAC 地址、目的 MAC 地址、源 IP（IPv4/IPv6）地址、目的 IP（IPv4/IPv6）地址、TCP/UDP 端口号、VLAN 的流分类。

（9）支持 IP/Port/MAC 的绑定功能。

（10）支持 DLDP。

（11）支持端口环回检测（loopback-detection）。

## 第二节　数据通信网

电力数据通信网是为电力生产管理服务的电力系统内部专用数据网络，是各级电力企业间进行数据通信的公共基础设施。电力数据通信网包括各级电力企业专用的广域数据网络（不包括电力调度数据网络），用于接入电力企业的管理信息系统数据业务、调度生产管理系统数据业务、电力通信资源管理系统数据业务、电力企业的多媒体业务、话音业务等不进入电力调度数据网的其他电力数据业务。

### 一、业务需求及带宽分析

#### （一）业务需求分析

电力数据通信网主要承载电力系统安全区Ⅲ、Ⅳ区管理信息大区业务，主要服务对象包括各级电力部门、变电站、供电所、营业厅等电力系统节点，主要业务种类包括数据业务、多媒体业务、语音业务及云计算应用业务等。具体包括：

安全区Ⅲ的调度非生产业务，包括调度 OMS、调度交换业务等。

安全区Ⅳ的信息类业务，视频监控和视频会议等视频类业务，呼叫中心和 IMS 等语音类业务，以及其他新兴业务，如 IPv6 和云计算等。

根据各业务类型对时延、抖动、丢包等网络承载的要求，各业务种类优先级从高到低划分如下：语音类业务、视频类业务、三区业务及信息类业务、新业务及其他。

#### （二）业务流向

电力系统为垂直管理系统，其主要业务流向为：

（1）各电压等级相关站点、相关售电网点、配电信息采集点、用电信息采集点等向各级电力公司的生产、营销、信息、调度等相关部门纵向业务传输；

（2）下级公司的相关部门向上级公司的相关部门纵向业务传输；

（3）同级站点的横向业务传输较少。

#### （三）带宽预测

根据电力系统各级变电站、各类办公场所的业务情况，考虑链路数量、可靠性要求及并发比例（同时在用的比例）进行带宽（流量）需求测算，其中：链路数量为实际业务需要的链路数量或使用人员数量，可靠性要求表示该业务是否有主备用链路要求，如有备用链路要求，可靠性要求系数取 2；对于实时性要求高的业务，并发比例均取 100%。带宽（流量）需求测算如下

$$B=\Sigma（B_n \cdot N \cdot R \cdot C） \quad (22\text{-}2)$$

式中　$B$——站点业务流量，Mbit/s；

$B_n$——每类业务净流量，Mbit/s；

$N$——链路数量；

$R$——可靠性系数；

$C$——并发比例。

根据式（22-2），以 500kV 变电站、供电所、地市公司三类站点为例，其典型带宽预测值可参考表 22-1～表 22-3，该数值应根据变电站规模和各省市业务规划情况，酌情进行调整。

表 22-1　500kV 变电站业务带宽预测

| 序号 | 业务流量组成 | 基础业务流量（Mbit/s） | 链路数量 | 可靠性要求 | 并发比例（%） | 小计（Mbit/s） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 调度电话 | 2 | 1 | 2 | 100 | 4 |
| 2 | 行政电话（IMS） | 2 | 1 | 2 | 100 | 4 |
| 3 | 变电站视频监控 | 100 | 1 | 1 | 20 | 20 |
| 4 | 变电站设备监控 | 1 | 1 | 1 | 100 | 1 |
| 5 | 雷电监测 | 2 | 1 | 1 | 10 | 0.2 |
| 6 | 输电线路监控 | 3 | 5 | 1 | 20 | 3 |
| 7 | 生产管理系统 | 0.5 | 1 | 1 | 33 | 0.165 |

续表

| 序号 | 业务流量组成 | 基础业务流量（Mbit/s） | 链路数量 | 可靠性要求 | 并发比例（%） | 小计（Mbit/s） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 8 | 生产辅助系统 | 0.5 | 1 | 1 | 33 | 0.165 |
| 9 | 办公自动化系统 | 0.5 | 1 | 1 | 33 | 0.165 |
| 10 | 地理信息系统 | 2.3 | 1 | 1 | 100 | 2.3 |
| 11 | 机器人巡检 | 25 | 1 | 1 | 100 | 25 |
| 12 | 集控型防误装置 | 2 | 1 | 1 | 100 | 2 |
| 13 | 业务净流量总计 | | | | | 61.995 |

**表 22-2　供电所业务带宽预测**

| 序号 | 业务组成 | 业务流量（Mbit/s） | 链路数量 | 可靠性要求 | 并发比例（%） | 小计（Mbit/s） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 信息化应用 | 5.56 | 1 | 1 | 50 | 2.78 |
| 2 | 网络培训 | 2 | 2 | 1 | 100 | 4 |
| 3 | 软视频会议系统 | 1 | 2 | 1 | 100 | 2 |
| 4 | 地理信息系统 | 2.31 | 20 | 1 | 20 | 9.24 |
| 5 | 行政电话（IMS） | 0.5 | 2 | 1 | 100 | 1 |
| 6 | 视频监控 | 2 | 8 | 1 | 25 | 4 |
| 7 | 业务净流量总计 | | | | | 23.02 |

**表 22-3　地市公司本部业务带宽预测**

| 序号 | 业务流量组成 | 业务流量（Mbit/s） | 链路数量 | 可靠性要求 | 并发比例（%） | 小计（Mbit/s） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 信息化应用 | 88.6 | 1 | 1 | 100 | 88.6 |
| 2 | 云终端应用 | 150.29 | 1 | 1 | 50 | 75.15 |
| 3 | 运营监测业务 | 2.88 | 1 | 1 | 100 | 2.88 |
| 4 | 机电-电磁混合仿真平台 | 40 | 1 | 1 | 100 | 40 |
| 5 | MDS 系统二级库视频监控 | 32 | 1 | 1 | 100 | 32 |
| 6 | 客服业务系统 | 30 | 1 | 1 | 100 | 30 |
| 7 | 一体化会议电视系统 | 8 | 1 | 1 | 100 | 8 |
| 8 | 软视频会议系统 | 0.5 | 50 | 1 | 100 | 25 |
| 9 | 网络视频教育 | 0.5 | 1900 | 1 | 10 | 95 |
| 10 | 地理信息系统 | 2.3 | 40 | 1 | 15 | 13.8 |
| 11 | 行政电话（IMS） | 10.71 | 1 | 1 | 100 | 10.71 |
| 12 | 业务净流量总计 | | | | | 421.14 |

考虑到数据网业务流量不宜超过实际带宽 80%的特点，以及业务流量迂回和未来发展的预留，需计算轻载业务流量，应考虑轻载系数。带宽需求预测宜采用现场实测和远期预测相结合的方法。以网络实际运行的流量为基础，以远期规划业务量需求为目标，综合确定本期工程带宽建设方案。

上述变电站、办公场所业务流量测算均只是该站点自身的业务流量，对于通信网络中的某一站点来说，除承载该站点自身的业务流量外，还要承载经过该站点的其他变电站或办公场所的业务流量（穿通流量）。因此，在工程设计中还应结合网络拓扑结构、业务汇聚、通信网站点相互关系情况，对全网流量进行拆分，

分析是否满足承载需求并做进一步的优化、提升。

## 二、自治域划分及路由协议

### （一）自治域划分

各电力企业可以根据管理范围划分成不同的自治域（autonomous system，AS）。例如：国家级 AS、省级 AS 和地市级 AS。AS 的划分应全网统筹规划，并分配全网唯一的 AS 号。地市以下不宜划分独立 AS。AS 内使用的路由协议为内部网关协议（internal gateway protocol，IGP），AS 之间使用的路由协议为外部网关协议（exterior gateway protocol，EGP）。

### （二）内部网关协议

一般情况下在一个特定的 AS 内，所有路由器应使用相同的内部网关协议 IGP。内部网关协议 IGP 主要使用动态路由协议。目前主要采用开放最短路径优先协议（open shortest path first，OSPF）或者中间系统—中间系统协议（intermediate system to intermediate system，IS-IS）。

OSPF 与 IS-IS 都是链路状态协议，采用的都是基于 dijkstra 的最短路径优先（shortest path first，SPF）算法，都支持域（area）的概念，并且都通过域将网络进行层次化（分割），以减少路由器在内存和 CPU 方面的开销。两种协议主要区别如下：

OSPF 属于 TCP/IP 协议族的一部分。在 IP 环境中，网络设备如果采用 OSPF 作为路由协议，网络中协议系统是唯一的，只有 IP 存在。OSPF 要求路由器每个端口只要具有 IP 地址。OSPF 域的划分基于路由器的端口，所以 OSPF 路由协议中的一台路由器可以跨多个域。OSPF 在广播型网络上同时支持指定路由器（designated router，DR）和备份指定路由器（back-up designated router，BDR），当 DR 出现故障后，BDR 会马上取代 DR，同时选出新的 BDR，在网络出现最高优先级路由器时，不会马上替换 DR，一直等到 DR 出现故障时为止。

IS-IS 在本质上属于 ISO 协议族。在 IP 环境中，网络设备如果采用 IS-IS 作为路由协议，在路由器之间是使用无连接网络协议（connection less network protocol，CLNP）而不是 IP 来传送 IS-IS 信息，因此 IS-IS 路由器必须同时拥有 IP 和 ISO 两套协议系统。IS-IS 要求路由器除每个端口具有 IP 地址之外，整个路由器还必须配置一个自治域内唯一的 ISO 地址。IS-IS 域的划分基于路由器之间的链路。IS-IS 在广播型网络中仅支持 DR，不支持 BDR，当网络中新的一个具有最高优先级的路由器活动后，IS-IS 将立刻更换 DR。

总体来说 OSPF 是纯 IP 协议，配置简单，一个 area 内建议不超过 100 台设备，适合适中规模网络，且各省、市公司信息人员长期以来一直使用 OSPF，运行维护较便利。IS-IS 协议基于 ISO 体系，配置复杂，以运营商网络为目标进行开发，适合较大规模网络。因此建议省级以上数据通信骨干网 IGP 采用 IS-IS 协议，地市及以下数据通信接入网 IGP 采用 OSPF 协议。

### （三）外部网关协议

AS 间的外部网关协议采用边界网关协议（border gateway protocol，BGP），其主要优点如下：

（1）BGP 支持路由地址总结；

（2）BGP 连接是运行在 TCP 上的，连接比较可靠；

（3）BGP 使用触发式更新，且仅修改更新部分；

（4）BGP 是基于策略的路由；

（5）BGP-4 支持地址聚集特性，即无类别域间路由（classless inter-domain routing，CIDR），有助于节约 C 类 IP 地址资源；

（6）不同版本的 BGP 通过谈判特性可以相互支持，互操作性、兼容性较好。

## 三、网络拓扑结构及技术构架

### （一）网络层次划分

与电力系统层次化的管理体系相适应，电力数据通信网应为层次化的网络结构，根据各类局站在网络中的不同地位和作用，可以划分成核心层、汇聚层、骨干层和接入层。针对不同的 AS 划分办法，上述层次可以适当调整。例如，若国家级 AS 覆盖至地市时，可以将总部、分部节点作为核心层，省级节点作为汇聚层，地市级节点作为骨干层；省级 AS 覆盖至直调厂站时，省级节点应作为核心层，地市级节点作为骨干层，直调厂站作为接入层，也可以根据地市规模的大小，在枢纽厂站设置汇聚层；地市级 AS 可以将地市级节点作为骨干层，县级节点和枢纽厂站作为汇聚层，一般所站作为接入层。

### （二）网络结构类型

网络拓扑结构的类型主要有星形结构、树状结构、环形结构和网状结构。四种基本网络拓扑结构比较见表 22-4。

**表 22-4 四种基本网络拓扑结构比较表**

| 项目 | 星形 | 树状 | 环形 | 网状 |
|---|---|---|---|---|
| 网络直径 | 较短 | 较长 | 较长 | 较短 |
| 可靠性 | 一般 | 一般 | 较好 | 较好 |
| 扩展性 | 较好 | 好 | 差 | 差 |

根据业务流向分析可知，电力数据通信网业务流向以纵向为主，横向业务较少。有的业务甚至要从接入层的站所直至总部核心层，网络层级较多，因此在

同一层级内缩短网络直径、缩小网络延迟、加快网络收敛尤为重要，同时需要兼顾网络的可靠性和可扩展性。在网络拓扑设计中应综合采用星形结构、树状结构、环形结构和网状结构，并在不同的网络分层中有所侧重。

（三）网络结构选择依据

网络结构选择依据主要有业务的流向、网络的规模、各节点在通信网络中的位置和作用、网络的可靠性、网络的收敛速度、网络的可扩展性、传输链路资源、网络的建设和运维成本等方面内容。

（四）网络技术构架

多协议标签交换技术（multi protocol label switch，MPLS）是一种利用标签进行数据高速转发的技术。将具有相同转发处理方式的分组归为一类，称为转发等价类（forwarding equivalence class，FEC）。FEC 的划分可以是以源地址、目的地址、源端口、目的端口、协议类型或 VPN 等为划分依据的任意组合。相同 FEC 的分组在 MPLS 网络中将获得完全相同的处理。分组进入 MPLS 网络时，将为其分配一个标签。标签是一个长度固定，仅具有本地意义的短标识符，用于唯一标识一个分组所属的 FEC。FEC 在 MPLS 网络中经过的路径称为标签交换路径（label switched path，LSP）。在整个转发过程中，交换节点仅根据标签进行转发。与传统 IP 路由方式相比，数据转发时只在网络边缘分析 IP 报文头，数据传输发生在标签交换路径 LSP 上。

MPLS VPN 是一种基于 MPLS 技术的 IP-VPN，是在网络路由和交换设备上应用 MPLS 技术，简化核心路由器的路由选择方式，利用结合传统路由技术的标记交换实现的 IP 虚拟专用网络，满足多种灵活的业务需求。

MPLS VPN 网络主要由服务提供商核心路由器（provider，P）、服务提供商边缘路由器（provider edge，PE）和用户网络边缘路由器设备（customer edge，CE）三部分组成。在整个 MPLS VPN 网络中，P、PE 设备需要支持 MPLS 的基本功能，CE 设备不必支持 MPLS。

MPLS VPN 的实现方式可分为二层 MPLS VPN 和三层 MPLS VPN。其中：二层 MPLS VPN 是指用户设备与网络之间的数据传递是在网络参考模型 OSI 的二层实现；三层 MPLS VPN 是指在网络参考模型的网络层基础上，利用 MPLS 等网络技术来实现 VPN 网络中站点间的三层通信。二层 MPLS VPN 网络中只支持用户站点间提供点到点的连接服务，不适合在大型的 VPN 网络中使用。三层 MPLS VPN 使用 BGP 在服务提供商骨干网上发布 VPN 路由，使用 MPLS 在服务提供商骨干网上转发 VPN 报文，三层 MPLS VPN 组网方式灵活、可扩展性好，并能够方便地支持 MPL SQoS 和 MPLS TE，得到越来越多的应用。因此，电力数据通信网中宜采用三层 MPLS VPN。

（五）网络结构方案

网络拓扑结构的选择应综合考虑上述因素，并结合工程实际，因地制宜地采用适当的网络拓扑结构。根据上述网络拓扑结构的特性和选择依据，针对不同的网络组织情况，建议的网络拓扑结构如下：在国家级 AS 中，总部和分部节点构成的核心层宜采用网状结构，省级节点构成的汇聚层和地市级节点构成的骨干层宜采用星形结构。省级 AS 中，省级核心节点和地市级骨干节点宜采用星形结构，接入层直调厂站可以采用星形结构和树状结构相结合使用，枢纽厂站构成的汇聚层可采用星形或者环形结构。地市级 AS 中，地市公司骨干节点和县级单位、枢纽厂站汇聚节点宜采用星形结构，一般站所可以采用星形结构、环形结构和树状结构相结合使用。国家级和地市级 AS 网络拓扑示例如图 22-6 所示。

## 四、业务系统接入

（一）业务系统分类

电力数据通信网主要承载的业务按照业务管理界面可以划分为调度、信息、通信等业务，按照业务性质可以划分为生产控制类业务、视频业务、语音业务，以及他新兴业务。具体操作过程中可以按照其中一种方式进行划分或者综合考虑两种分类方式。

（二）业务接入方式

为了保证各种业务的安全运行，以及满足不同业务的 QoS 要求，电力数据通信网承载的业务按照 VPN 的方式进行划分及接入。具体采用三层 MPLS VPN 技术。

1. VPN 实例命名

在 MPLS VPN 中，不同 VPN 之间的路由隔离通过 VPN 实例（VPN-instance）实现。

VPN 实例命名应使用标准传统命名方式，至少包括节点位置，VRF 描述要求至少能够反映业务性质、VPN 的信息，具体格式可采用下划线连字符，但应注意避免使用“&”或“#”等特殊字符。

2. RT/RD 设置

MPLS VPN 能够实现不同 VPN 用户的地址重叠，为了区分重叠的 IPV4 地址，采用全网唯一的 RD（route distinguish）来区分来自不同 VPN 用户的路由信息。RD 采用的格式为 ASN：<nnnnn>，其中 ASN 为各业务 VPN 所分配的私有 AS 号码，<nnnnn>为全网统一的数值标记。RT 格式与 RD 相同。

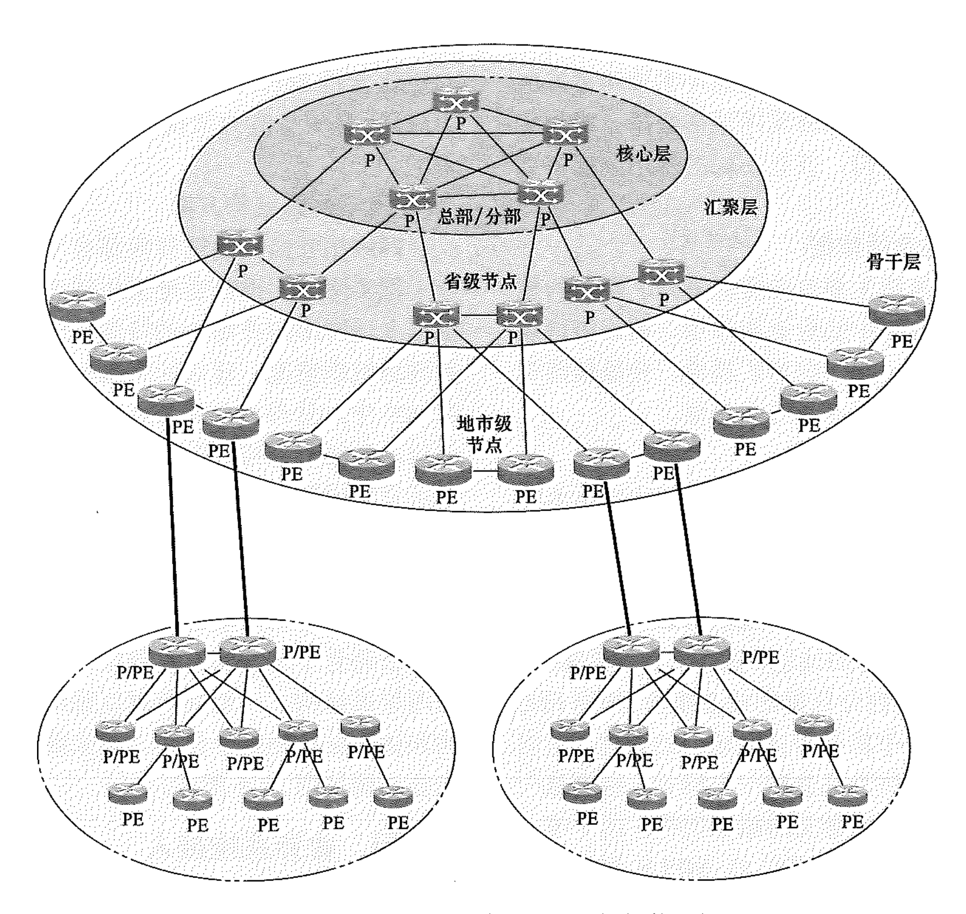



图 22-6　国家级和地市级 AS 网络拓扑示例

3. RR 设置

采用三层 MPLS VPN，为保证 IBGP 对等体之间的连通性，需要在 IBGP 对等体之间建立全连接关系。当一个 AS 内有 $n$ 台路由器，那么应该建立的 IBGP 连接数就为 $n(n-1)/2$，当 IBGP 对等体数目很多时，对网络资源和 CPU 资源的消耗都很大。因此需要在网络中设置路由反射器（route reflector，RR）来解决这一问题。在一个 AS 内，其中一台路由器作为路由反射器，其他路由器作为客户机（client），与路由反射器之间建立 IBGP 连接。路由反射器在客户机之间传递（反射）路由信息，而客户机之间不需要建立 BGP 连接。RR 不应单独工作，任何一个 RR Cluster 至少由 2 台 RR 组成。

4. 业务接入方案

数据通信网作为电力系统内部管理信息业务统一承载网络，其他各部门业务需要与数据通信网对接时，一律作为数据通信网的 CE 设备接入。其中，没有建设独立网络实体的部门或业务，需要通过数据通信网承载时，应根据数据通信网的主要 VPN 业务属性进行分类，然后接入相应的 VPN 所属 CE 设备；若业务系统或业务部门建设了独立的网络实体，数据通信网应作为业务通道提供长途传送能力，同时需要在 PE 侧提供 VPN 接入端口，并要求业务网络设备以 CE 角色且仅以 IP 报文方式接入。

5. MPLS VPN 跨域对接方式

MPLS VPN 跨域技术可以有效地扩展 MPLS VPN 架构的灵活性，使部署方式满足不断扩展的网络部署要求，其已成为一种非常成熟的 VPN 业务部署架构。

MPLS VPN 跨域方式包含三种可选方式：

（1）option A：背靠背（back-to-back）VRF。

1）优点：VPN 隧道构建比较简单，ASBR 之间不需要运行 MPLS。

2）缺点：ASBR 要维护所有 VPN 的路由，并且要为每一个跨域的 VPN 分配一个接口，因此存在可扩展性的问题。

3）适用场合：仅当 ASBR、VRF 数量相对较小且 VPN 相对较稳定（不会随时增加新的 VPN）时，这种方式是一种合适的选择，特别是网络建设的初期。

（2）option B：单跳多协议 MP-eBGP。

1）优点：ASBR 之间一条链路传递所有 VPN 信息。不需要 ASBR 为每个 VPN 配置 VRF，不需要导入 VPN 路由，不需要为每个 VPN 分配接口。

2）缺点：ASBR 仍需要维护所有的 VPN 路由，并且为每个标签分配新的标签，在本地存在新老标签转换过程，因此对于 ASBR 路由器的设备性能要求比较高。

3）适用场合：当 VPN 业务发展到一定阶段，ASBR 之间的链路受限时，可以考虑 option B 跨域方法。对于一些超大型网络不太适合，但对于一般中型或大型网络是合适的。

（3）option C：多跳多协议 MP-eBGP。

1）优点：ASBR 不需要处理 VPN 信息，最符合 VPN 的要求，即中间设备不感知 VPN 信息。

2）缺点：这种方式需要在域之间互相通告环回接口的路由，造成所谓的路由泄漏问题。同时由于需要建立跨域的 LSP，在管理上带来较大麻烦。

3）适用场合：这种方式主要针对 option B 方式的不足加以解决，不需要在 ASBR 上维护具体用户的 VPN 路由信息，将 VPN 路由的处理压力分散到 PE 上，它适合于大型的网络。当 VPN 业务大规模发展时，可以使用 option C 跨域方法。

## 五、网络地址编码

### （一）网络地址分类

网络地址包括设备 Loopback 地址、设备互联地址和业务地址。

（1）设备 Loopback 地址。为了方便管理，每台路由器创建一个 Loopback 接口，并在该接口上单独指定一个 IP 地址作为管理地址，管理员使用该地址对路由器远程登录（telnet），同时各种上层协议需要使用 TCP 或 UDP 来建立连接时也需要使用该地址作为源地址。建议各单位的 Loopback 地址采用几个连续的 C 类地址，统一规划。每个设备的 Loopback 地址应采用 32 位掩码。

（2）设备互联地址。设备互联地址是指两台网络设备相互连接的接口所需要的地址。设备互联地址应采用 30 位掩码。

（3）业务地址。业务地址指各用户系统业务层面地址。在 MPLS VPN 中，不同的 VPN 用户具有独立性，不需考虑与其他 VPN 的地址重叠。

### （二）网络地址划分原则

网络地址编码应全网统一规划，规划时应遵循以下原则。

（1）唯一性。一个 VPN 对应的网络中不能有两个主机采用相同的 IP 地址。

（2）可管理性。地址分配应简单且易于管理，以降低网络扩展的复杂性，简化路由表。

（3）层次性。IP 地址的划分采用层次化的方法，和层次化的网络设计相适应，便于路由的聚合。

（4）连续性。连续地址有利于在层次结构网络中进行路由聚合，缩减路由表，提高路由计算的效率。

（5）扩展性。地址分配在每一层次上都要留有一定裕量，以便在网络扩展时能保证路由聚合所需的连续性；充分利用无类别域间路由（CIDR）技术和变长子网掩码（VLSM）技术，合理高效地利用 IP 地址，同时，对所有各种主机、服务器和网络设备，必须分配足够的地址，划分独立的网段，以便能够实现严格的安全策略控制。

（6）实意性。好的 IP 地址规划使每个 IP 地址具有具体的含义，看到该地址可以大致判断出该地址的所属设备。

### （三）网络地址划分方法

IP 地址的划分方式基本可分为平均划分和根据规模划分两种：平均划分适用于 IP 地址资源充足，当前及远期需求数量均较少的情况；根据规模划分适用于远期需求数量未知，但需求数量与规模总体相关的情况。

实际工程中应依据上述地址划分原则，结合网络规模，业务系统规模，IP 地址资源，选择适当的 IP 地址划分方案。

## 六、传输链路组织

传输链路的组织应依据网络拓扑结构、通道带宽需求和传输网络资源情况合理安排。直连站点间具备直达光缆，中继距离小于 80km，且光缆纤芯资源丰富的情况下可以采用光纤直连，否则应利用传输网络进行通道组织。通道带宽需求达到 GE 或者更高时，优先采用 OTN 传输网。通道带宽需求不超过 FE 时优先采用 SDH 传输网。

## 七、网络技术性能

网络技术性能指标主要包括网络的网络端到端延迟、服务质量等级（QoS）、网络收敛时间、网络包丢失率、网络可用率等。

### （一）网络端到端延迟性能

网络端到端延迟指标与主机与路由器间局域网 LAN 的带宽、路由器节点处理性能、路由器与路由器间广域网连接的 WAN 带宽、端到端传输距离等密切相关。因此，除了提升路由器处理能力和网络带宽外，合理优化网络结构，缩短网络直径，也是改善网络端到端的延迟性能的重要措施。此外，对不同类型的业务提供不同的服务质量等级（QoS）是延迟性能指标的重要保证措施。

### （二）QoS 部署方案

数据通信网 QoS 方案以链路轻载方式为主，以区分服务（DiffServ）、快速路由收敛和快速重路由（FRR）等技术为辅实现 QoS 保证。高带宽设计满足绝大部分情况下业务流量突发的要求；快速路由收敛和快速重路由（fast reroute，FRR）等技术保证骨干网的可用性

和稳定性；区分服务（DiffServ）提供不同等级的服务，满足高等级业务的突发，确保高等级业务不受低等级业务影响；从而将不同业务放在同一网络上承载，降低相互之间的影响。

QoS的实施应遵循以下原则。

（1）带宽保证：各队列所配置的带宽要得到保证，绝对优先队列优先使用带宽，优先保证其带宽，但该队列应该有最高带宽限制。

（2）带宽抢占：各队列的空闲带宽可以被其他队列使用，各队列按照优先级顺序（或原带宽分配比例）使用空闲带宽。

（3）为高等级业务提供的网络性能指标在总体上应优于低等级的网络性能指标。

（4）速率限制：可以对出方向和入方向的业务流量分别进行限制。

（三）网络收敛性能

网络的收敛时间主要取决于网络链路的数量、路由器节点的处理性能、网络直径等因素。此外合理的规划IP地址也是影响网络收敛的重要因素。

（四）网络丢包率

网络丢包率主要取决于网络设备性能、网络带宽和网络拥塞。因此，除了提升网络设备性能和网络带宽外，还需要合理规划网络结构和路由策略，避免网络拥塞。一般来说，在标准包长下网络负荷率达到70%时端到端丢包率小于$10^{-3}$，网络轻载时端到端丢包率小于$10^{-6}$。

（五）网络可用率性能

网络可用率主要通过网络拓扑结构的优化以及网络的弹性设计来保证。

工程设计中，网络的弹性（可靠性、冗余性）设计主要包括物理设备的冗余、网络链路的冗余、网络的冗余三个层面。

## 八、网络安全

网络安全是一个分层的安全体系，包括链路层、网络层及应用层：链路层安全由底层传输介质提供；应用层安全应在各类业务应用系统中实现；工程设计中考虑的网络安全技术主要指网络层的安全技术，主要包括VPN技术、防火墙技术、入侵检测和入侵防御技术等内容。

1. VPN技术

VPN技术是在公用网络上建立专用网络，因此具有天然的安全特性。不同的VPN之间是彼此隔离的，无法获知对方的路由信息，不会被外部用户非法访问。而且MPLS VPN由于使用LSP隧道进行标签交换，较之普通的IP转发具有更好的安全级别。因此电力系统数据通信网通过将不同的部门和业务系统划分为不同的VPN，来保证各部门或者应用系统内部的安全性。

2. 防火墙技术

防火墙是一种计算机硬件和软件的组合，它能够在内部和外部网络之间建立起一个安全网关，从而保护内部网络免受非法用户的侵犯。防火墙的产品种类很多，但这些产品归结起来大体可分为网络级防火墙和应用级防火墙两大类。

（1）网络级防火墙是工作在网络层和传输层的防火墙，它对网络中所使用的通信协议的发出地地址和目的地地址、通信协议控制区以及通信使用端口号进行分析，同意或拒绝从外部到内部网络或者从内部到外部网络的访问。

（2）应用级防火墙除具有网络级防火墙的功能外，还具备对信息内容过滤的功能，拒绝含有敏感字样或信息的访问，以确保网络的安全。

两种级别防火墙相比，应用级防火墙具有更高的安全性，但网络级防火墙具有更高的通信处理速率。网络级防火墙一般部署在内外部网络的连接位置，应用级防火墙一般部署在应用系统前端。

3. DMZ区域

DMZ（demilitarized zone）区域是为了解决安装防火墙后外部网络不能访问内部网络服务器的问题，设立的一个非安全系统与安全系统之间的缓冲区。这个缓冲区位于内部网络和外部网络之间的小网络区域内，在这个小网络区域内可以放置一些必须公开的服务器设施，如企业Web服务器、FTP服务器和论坛等。另一方面，通过这样一个DMZ区域，更加有效地保护了内部网络，因为这种网络部署，比起一般的防火墙方案，对攻击者来说又多了一道关卡。

4. 入侵检测和入侵防御技术

入侵检测技术（intrusion detection systems，IDS）依照一定的安全策略，对网络、系统的运行状况进行监视，尽可能发现各种攻击企图、攻击行为或者攻击结果，以保证网络系统资源的机密性、完整性和可用性。入侵检测系统是一个旁路监听设备，没有也不需要跨接在任何链路上，无须网络流量流经它便可以工作。IDS通常部署在服务器区域的交换机上、外部网络接入路由器之后的第一台交换机上、重点保护网段的局域网交换机上。

入侵防御技术（intrusion prevention system，IPS）可以根据预先设定的安全策略，对流经的每个报文进行深度检测（协议分析跟踪、特征匹配、流量统计分析、事件关联分析等），一旦发现隐藏于其中的网络攻击，可以立即根据该攻击的威胁级别采取抵御措施，这些措施包括向管理中心告警、丢弃该报文、切断此次应用会话、切断此次TCP连接等。

IDS 通常部署在内外部网络的连接位置和服务器区域前端。

## 九、网络管理

（一）网管系统结构和网络管理方式

网管系统结构一般可分为集中式管理和分布式管理。集中式管理设置单一的网管中心。分布式管理分为多级，各级网管负责所辖范围网络的管理和维护。

一般而言，网络管理多采用集中式管理的系统结构，中心节点设置网管中心，负责整个网络的管理，在次中心节点设置区域终端，可以监视并管理本区域网络内数据通信设备，在中心节点网管中心发生故障的情况下，可以通过设置用户权限，将次中心节点升级为区域网管，对所辖区域进行管理。

网管系统应能够灵活配置，支持集中管理、分区管理及 MPLS VPN 管理等，支持按地理区域、业务类型和用户端口进行分层和分级的网络管理，并具有远程管理能力。数据广域网系统中的路由器、交换机等设备应纳入统一的网络管理系统中。

（二）网管系统功能要求

数据网络网管系统功能要求依据 ISO 所定义的网络管理功能，一般包含故障管理、配置管理、性能管理、安全管理和 MPLS VPN 管理等。

1. 故障管理

故障管理是指发现、隔离和纠正问题（故障）。故障管理应具备多渠道的告警通知方式，实现对管理网元及业务的告警展示及通知能力，对告警实现自动或人工分级及升降级，实现从时间、设备、区域、账号等统计角度进行告警统计及历史告警查询功能。

2. 配置管理

配置管理是指对网络设备的配置变化进行发现、修改和跟踪。具备配置发现、配置查询、配置变更报警、变更对比及配置回退等功能。可以通过配置口或 Telnet 进行本地或远程配置，可以用图形用户界面来进行设置。配置管理的主要功能包括网络结构配置和网络业务配置两方面。

（1）网络结构配置：

1）网络节点的增加、删除、改动及拓扑结构显示；

2）网络节点插板、端口配置。

（2）网络业务配置：

1）端口地址和路由协议配置；

2）对故障、拥塞监测门限进行设置和改变。

3. 性能管理

性能管理是指对网络行为的衡量，包括传送包和段的效率，包括对目的地的可达性及对响应时间的测量，包括对管理网元 CPU、内存、接口流量、丢包、延时、抖动、吞吐量等方面的性能指标监控，支持对实时及历史性能数据的浏览和监控。

性能管理包括下列内容：

（1）实时地收集网络运行的相关数据，监测网络拥塞、设备失效的情况，进行网络控制。

（2）从网络节点收集以下业务量数据，并进行处理，形成报表，进行网络运行分析。

1）端口接收/发送的字节数、IP 包数，并能按目的地址进行统计。

2）发生不同程度拥塞的次数、历时。

3）各种告警的次数等。

4. 安全管理

安全管理是指认证和授权信息（如口令和密钥）的维护和分发，并能进行核查登录，以便将登录的情况和重复的不成功登录尝试用文件记录下来，其主要包括实施唯一的用户 ID 号、具有对用户鉴定权限的能力、维护当前正在使用中的用户、记录全部登录过程、提供安全日志、提供超时管理、安全注销等内容。

5. MPLS VPN 网管系统功能要求

应具备对 MPLS VPN PE、CE、RD/RT、VPN 等各类软硬件资源管理功能，具备 VPN 业务新装及拆除的部署功能，具备 VPN 业务相关的连通性、性能及审计结果展示功能，具备 VPN 业务拓扑、流量、告警关联分析等方面的业务监控功能。

（三）网管系统平台要求

网管系统的全域管理中心的硬件平台应采用服务器+客户机，分区管理中心的硬件平台可采用客户 PC 机。处理器、硬盘存储容量、内存容量等除满足本工程系统运行管理维护的需要外，还应考虑足够的裕量以备系统扩容，同时还应配置打印机和外存储设备等。

网管系统应具有友好的用户界面，应能提供告警信息的文本输出，应能自动生成网络拓扑，其 MIB 应保证设备和运行状态在网管上的正确显示。

路由器设备应支持 Telnet、SNMP（MIB II）等接口，以及为基于简单网络管理协议（simple network management protocol，SNMP）的管理提供的带外分组接口（如以太网接口）。IP 数据网络管理协议应支持 SNMP 协议。

## 十、设备配置、选型原则及性能要求

按核心层、汇聚层、骨干层和接入层等级配置不同节点的网络设备，对于可用性要求较高的网络节点可按双套、高端设备配置。例如总部、分部、省公司、地市公司等核心、汇聚、骨干节点。接入层节点的网络设备可按单套中端设备配置。设备功能和性能要求见表 22-5。

表 22-5　　设备功能和性能要求

| 类别 | 设备总体要求 | 核心节点设备要求 | 骨干节点设备要求 | 接入节点设备要求 |
|---|---|---|---|---|
| 功能要求 | BGP 基本功能 | ★ | ★ | ★ |
| | ISIS/OSPF 基本功能 | ★ | ★ | ★ |
| | BFD 快速收敛功能 | ★ | ★ | ○ |
| | MPLS 协议基本功能 | ★ | ★ | ☆ |
| | MP-BGP 协议 | ★ | ★ | — |
| | 基于 MPLS 转发的 QoS 功能 | ★ | ★ | ★ |
| | NSF 和 FRR 特性 | ★ | ★ | — |
| | SNMP 网关协议 | ★ | ★ | ★ |
| | 基本的安全防护功能（VRF 保护、NTP 保护、访问控制、漏洞保护） | ★ | ★ | ★ |
| | VLAN 功能 | — | ☆ | ★ |
| | 生成树协议 | — | ☆ | ★ |
| | 不同厂商设备间的兼容性测试 | ★ | ★ | ★ |
| 性能要求 | 冗余电源、冗余路由处理器、冗余交换引擎 | ★ | ★ | ☆ |
| | 配备 GE/FE 端口 | ★ | ★ | ★ |
| | 配备 10G 端口转发 | ★ | ★ | — |
| | 支持端口捆绑功能可达到至少 40G 转发带宽 | ★ | — | — |
| | 高端路由器，支持 400Mbit/s 包转发率 | ★ | ☆ | — |
| | 中端路由器，支持 100Mbit/s 包转发率 | — | ☆ | — |
| | 低端路由器，支持 1Mbit/s 包转发率 | — | — | ☆ |
| | 低端交换机，支持 100Mbit/s 包转发率 | — | — | ☆ |
| | 低端交换机，支持 13Mbit/s 包转发率 | — | — | ☆ |

注　★为必选项；☆为可选项；○为当接入设备为双机双上联接入时，需要具备 BFD 快速切换功能；—为不作要求，不适用。

# 第三节　电力监控系统安全防护

电力监控系统安全防护主要指加强电力系统信息安全管理，防范黑客及恶意代码等对电力系统进行攻击及侵害，保障电力系统安全稳定运行，防止电力系统崩溃或瘫痪，避免造成电力设备损坏或电力安全事故。电力监控系统安全防护采用“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则，在强化边界防护的同时，加强系统内部的网络、主机、应用和数据的安全，提高系统整体的安全防护水平。

## 一、安全区域划分

### （一）安全区域划分

根据电力系统内各业务系统的重要程度、实时性要求和安全性要求，电力系统划分为生产控制大区和管理信息大区，其中生产控制大区又分为控制区（安全区Ⅰ）和非控制区（安全区Ⅱ）。

1. 安全区Ⅰ

安全区Ⅰ各业务系统或其功能模块直接实现对电力一次系统的实时监控，安全等级最高，是安全防护的重点与核心，采用电力调度数据网实时 VPN 或专线通道进行数据通信。

2. 安全区Ⅱ

安全区Ⅱ各业务系统或其功能模块在线运行但不具备控制功能，主要采用电力调度数据网非实时 VPN 进行数据通信。

3. 管理信息大区

管理信息大区各业务系统或其功能模块主要实现电力生产管理和办公自动化功能，不具备控制功能，可不在线运行，主要采用电力数据通信网（SGTnet）或因特网（Internet）进行数据通信。

4. 其他分区原则

（1）当某一业务系统跨接于多个安全区时，可以

将其不同功能模块分置于不同安全区中，并经各安全区之间的安全隔离设施进行通信。

（2）不允许把应当属于高安全等级区域的业务系统或其功能模块迁移到低安全等级区域。

电力系统主要业务系统安全区域划分见表22-6。

电力系统安全防护总体架构示意如图22-7所示。

（二）安全区内部安全防护要求

1. 生产控制大区内部安全防护要求

（1）禁止生产控制大区内部的E-mail服务，禁止安全区Ⅰ通用的Web服务。

（2）允许安全区Ⅱ内部业务系统采用B/S结构，但仅限于业务系统内部使用。允许安全区Ⅱ提供纵向安全Web服务，但应当优先采用专用协议和专用浏览器的图形浏览技术，也可以采用经过安全加固且支持安全超文本传输协议（hyper text transfer protocol over secure socket layer，HTTPS）的安全Web服务。

（3）生产控制大区的重要业务，例如SCADA、AGC、AVC等应该采用认证加密机制。

（4）生产控制大区内各业务系统间应采取VLAN和访问控制等安全措施，限制系统间的直接互通。

（5）生产控制大区的拨号访问服务，服务器和用户端均应当使用经国家指定部门认证的安全加固的操作系统，并采用加密、认证和访问控制等安全防护措施。在不具备签发电力调度系统内部数字证书的条件时，对生产控制大区不应开通本地拨号访问服务。

表22-6　电力系统主要业务系统安全区域划分

| 序号 | 控制区（安全区Ⅰ） | 非控制区（安全区Ⅱ） | 管理信息大区 |
|---|---|---|---|
| 一 | 调度端业务系统 | | |
| 1 | 智能电网调度控制系统（包含以下功能模块：实时监控与告警、电网自动控制、网络分析、调度运行决策、运行分析评价） | 智能电网调度控制系统（包含以下功能模块：调度员培训模拟、调度计划、电能量计量、继电保护及故障信息管理、输变电设备在线监测） | 智能电网调度控制系统（包含以下功能模块：调度管理、雷电和气象等辅助监测） |
| 2 | 配网自动化系统 | | 办公自动化系统（OA） |
| 3 | 安全稳定控制管理系统 | | |
| 二 | 厂站端业务系统 | | |
| （一） | 通用部分 | | |
| 1 | 计算机监控系统（NCS） | | |
| 2 | 同步相量测量装置（PMU） | | |
| 3 | 自动发电控制（AGC） | | |
| 4 | 电压调整和控制（AVC） | | |
| 5 | | 电能量计量系统 | |
| 6 | | 电能质量在线监测系统 | |
| 7 | | 故障测距系统 | |
| 8 | | | 管理信息系统（MIS） |
| 9 | | | 办公自动化系统（OA） |
| （二） | 火电厂和核电厂专用部分 | | |
| 1 | 分布式控制系统（DCS） | 火电机组综合监测系统 | |
| 2 | 辅机控制系统 | | |
| （三） | 水电厂专用部分 | | |
| 1 | | 水调自动化系统 | |
| 2 | | 水情自动测报系统 | |
| 3 | | | 大坝、防汛信息系统 |
| （四） | 风电场和光伏电站专用部分 | | |
| 1 | | 功率预测系统 | |
| 2 | | | 天气预报系统 |

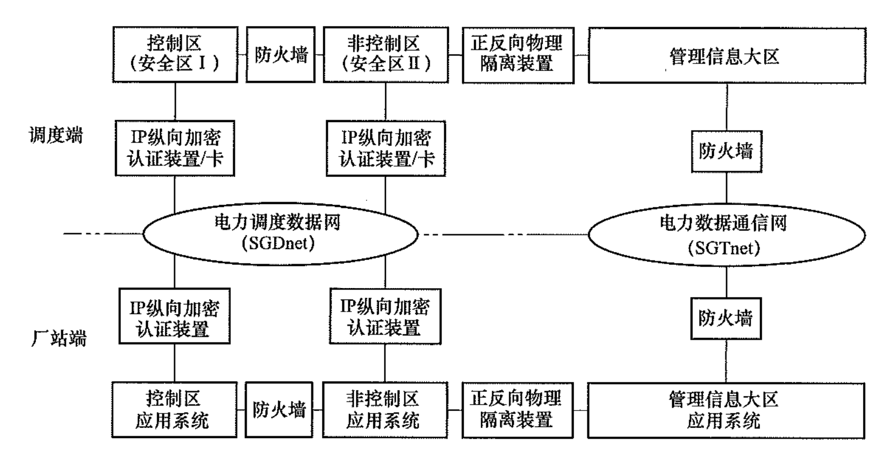



图 22-7　电力系统安全防护总体架构示意图

（6）生产控制大区边界上应部署入侵检测系统。

（7）生产控制大区应该部署安全审计措施。

（8）生产控制大区内主站端和厂站端应该统一部署恶意代码防护系统，采取防范恶意代码措施。病毒库、木马库以及入侵检测规则库应经过安全检测并应离线进行更新。

2. 管理信息大区安全防护要求

（1）管理信息大区允许开通 E-mail、Web 服务。

（2）对管理信息大区拨号访问服务应配置防火墙，并设置必要的安全策略对接入用户访问范围和资源做出明确的限制。

（3）管理信息大区应采取防恶意代码措施。

## 二、横向安全防护

横向安全防护是电力系统安全防护体系的横向防线，主要包括防火墙和物理隔离装置。

### （一）防火墙

在生产控制大区内部的控制区与非控制区之间应采用防火墙实现逻辑隔离。防火墙通过在两侧网络之间建立安全网关，对数据报文进行解析，同意或拒绝两侧网络之间的数据访问，同时具备信息内容过滤功能，以确保网络的安全。防火墙主要功能要求包括以下八个方面。

（1）应具有包过滤功能，包括支持基于 IP 地址的访问控制，支持基于协议及端口的访问控制，支持基于 MAC 地址的访问控制，支持基于时间的访问控制，支持基于 IP 地址、协议、端口、时间等参数组合的访问控制。

（2）应具有深度包检测功能，包括支持基于 URL 的访问控制，支持 SMTP、POP3 协议，可对电子邮件中 Subject、To、From 域等进行访问控制，支持基于 HTTP、FTP、SMTP、POP3 协议的文件类型的访问控制，支持基于 HTTP 页面及电子邮件正文的关键字访问控制。

（3）应支持源地址转换（source network address translation，SNAT）、目的地址转换（destination network address translation，DNAT）。

（4）应具有网络适应及路由策略功能，包括支持静态路由、路由信息协议（routing information protocol，RIP）、开放式最短路径优先路由协议（open shortest path first，OSPF）；支持路由、透明和混合工作模式，支持 VLAN TRUNK 网络环境（802.1q），支持根据数据包信息设置策略路由。

（5）应能够基于 IP 地址、协议、时间等参数对流量进行统计，应支持基于 IP 地址及协议的带宽管理功能。

（6）应具有日志报表功能。

（7）防火墙设备自身管理要求如下：

1）应支持管理员权限划分；

2）应支持对授权管理员的口令、远程用户拨号认证系统（remote authentication dial in user service，Radius）等认证鉴别方式，提供鉴别失败处理机制，支持对管理 IP 地址进行设置；

3）支持防火墙状态监控，如 CPU、内存、端口状态等。

（8）防火墙设备自身安全性要求如下：

1）应能抵抗各种典型的拒绝服务攻击，如 SYN Flood，UDP Flood，ICMP Flood；

2）应能抵抗 IP 碎片包攻击；

3）应能抵御源 IP 地址欺骗攻击；

4）应能够检测和记录端口扫描行为，不返回敏感信息。

### （二）物理隔离装置

在生产控制大区与管理信息大区之间应配置经国家指定部门检测认证的电力专用横向单向安全隔离装置，隔离强度应当接近或达到物理隔离。

物理隔离装置分为正向型和反向型两类，其中正向型物理隔离装置用于从生产控制大区至管理信息大区的单向数据传递；反向型物理隔离装置用于从管理信息大区至生产控制大区的单向数据传递。

物理隔离装置集中接收本侧的数据，在进行签名验证、内容过滤、有效性检查等处理后传输至对侧。物理隔离装置分别与两侧网络互连并建立 TCP 连接，两侧网络之间通过非网络方式连接，严格禁止两侧网络直接建立 TCP 连接，严格禁止 E-mail、Web、Telnet、Rlogin、FTP 等安全风险高的通用网络服务和以 B/S 和 C/S 的数据库访问功能穿越物理隔离装置，仅允许纯文本数据的单向安全传输。

物理隔离装置主要功能要求如下：

（1）应具有防止穿透性 TCP 连接功能：禁止内网、外网两个应用网关之间直接建立 TCP 连接。

（2）TCP 应答禁止携带应用数据，防止病毒和黑客非法访问，满足单比特应答要求。

（3）应具有数据网关的功能，实现应用数据的接收与转发。

（4）应具有数据内容有效性检查功能。

（5）应采用基于数字证书的数字签名/解签名技术。

（6）对文本文件形式的数据，应通过编码转换技术实现半角字符转换为全角字符，保证数据为纯文本数据。

（7）应提供基于 RSA 密钥对的数字签名和采用电力专用加密算法进行数字加密的功能。

## 三、纵向安全防护

### （一）电力调度数据网专用网络

电力调度数据网应在专用通道上使用独立的网络设备组网，在物理层面上实现与电力企业其他数据网及外部公共信息网的安全隔离。

电力调度数据网应采用以下四个安全防护措施。

（1）网络路由防护。采用虚拟专网技术，将电力调度数据网分割为逻辑上相对独立的实时 VPN 和非实时 VPN，分别对应控制区和非控制区业务，保证实时业务的封闭性和高等级的网络服务质量。

（2）网络边界防护。应采用严格的接入控制措施，保证业务系统接入的可信性。经过授权的节点允许接入电力调度数据网，进行广域网通信。数据网络与业务系统边界采用必要的访问控制措施，对通信方式与通信业务类型进行控制；在生产控制大区与电力调度数据网的纵向交接处应当采取相应的安全隔离、加密、认证等防护措施。

（3）网络设备安全配置。网络设备安全配置包括关闭或限定网络服务、避免使用默认路由、关闭网络边界开放式最短路径优先（open shortest path first，OSPF）路由功能、采用安全增强的简单网络管理协议第 2 版（simple network management protocol version 2，SNMPv2）及以上版本的网管协议、设置受信任的网络地址范围、记录设备日志、设置高强度的密码、开启访问控制列表、封闭空闲的网络端口等。

（4）数据网络安全分层分区设置。电力调度数据网采用安全分层分区设置原则，各层面的数据网络之间应通过路由限制措施进行安全隔离。

### （二）纵向加密认证装置

纵向加密认证是电力系统安全防护体系的纵向防线，通过采用基于非对称密钥技术的双向身份认证、数据加密、访问控制等技术，实现纵向边界的安全防护。控制区和非控制区业务系统接入电力调度数据网时，分别通过实时 VPN 和非实时 VPN 实现逻辑隔离，并配置纵向加密认证装置。纵向加密认证装置主要功能要求如下：

（1）应采用电力专用密码算法对传输的数据进行加密保护，保证数据的真实性、机密性和完整性。

（2）应具有基于 IP、传输协议、应用端口号的综合报文过滤与访问控制功能。

（3）应能识别、处理网络正常运行所需要的路由协议报文及其他协议报文，应能识别、过滤、转发 Trunk 协议的报文，本地配置功能必须支持设置 VLanID。

（4）应能支持多种网络接入环境，包括标准的 802.1Q 多 VLAN 环境、地址借用的网络环境、单进单出网络环境和多进多出网络环境等。

（5）应支持远程访问管理、装置重启、隧道初始化和策略添加等功能。

（6）应支持基于电力数字证书的认证。

（7）应支持基于加密隧道的明通功能，根据安全策略，可以对不同的隧道分别设置加密或明通。

（8）为便于故障应急处理，应支持硬旁路明通模式。

## 四、入侵检测系统

入侵检测系统（intrusion detection systems，IDS）实时检测妨碍系统运行和违反安全策略的非法入侵行为，及时捕获网络异常状态，分析潜在威胁，并可进行事后安全审计。

### （一）系统功能要求

1. 数据探测

（1）协议分析。应能够对 IP、ICMP、ARP、RIP、TCP、UDP、RPC、HTTP、FTP、TFTP、IMAP、SNMP、TELNET、DNS、SMTP、POP3、NETBIOS、NFS、NNTP 等常见协议进行解析。

（2）行为监测。应监视端口扫描、强力攻击、木马后门攻击、拒绝服务攻击、缓冲区溢出攻击、IP 碎片攻击、网络蠕虫攻击等攻击行为。

（3）流量监控。应监视通信协议、地址、端口的流量。

2. 入侵分析

（1）分析方式。应能够以模式匹配、异常检测等方式进行入侵分析。

（2）防躲避功能。应能发现躲避或欺骗检测的行为，如 IP 碎片重组，TCP 流重组，协议端口重定位，URL 字符串变形，Shell 代码变形等。

（3）事件合并。应具有对高频度发生的相同安全事件进行合并告警，避免出现告警风暴的能力。

3. 入侵响应

（1）告警方式：应支持屏幕实时提示、E-mail 告警、手机短信提醒方式。

（2）排除响应：应允许用户定义对被检测网段中指定的主机或特定的事件不予告警。

（3）定制响应：应允许用户对被检测网段中指定的主机或特定的事件定制不同的响应方式，以对特定的事件突出告警。

4. 数据处理

（1）事件记录。应记录并保存检测到的入侵事件，包含事件发生时间、源地址、目的地址、危害等级、事件详细描述，以及解决方案建议等。

（2）报告生成和输出。

5. 安全审计

（1）审计数据生成。应在每个审计记录中至少记录如下信息：事件的日期和时间，事件类型，主体身份，事件结果等。

（2）受限的审计查阅。应仅为授权管理员提供从审计记录中读取全部审计信息的功能。

6. 自身安全性

（1）自我隐藏。应采取隐藏探测器 IP 地址等措施使自身在网络上不可见，以降低被攻击的可能性。

（2）自我监测。在启动和正常工作时，应执行自检，以验证产品自身执行的正确性。

（3）系统安全。不含任何安全漏洞且不提供多余的网络服务。

（二）设备配置原则

入侵检测系统设备配置原则如下：

（1）生产控制大区可统一部署一套入侵检测系统；生产控制大区和管理信息大区入侵检测系统应独立配置。

（2）生产控制大区入侵检测系统探头应部署在以下位置：控制区与非控制区的边界点、电力调度数据网的接入点以及生产控制大区内部关键网络。

（3）管理信息大区入侵检测系统探头应部署在电力数据通信网的接入点及管理信息大区内部关键网络。

## 五、电力调度数字证书系统

电力调度数字证书系统是基于公钥技术的分布式数字证书系统，主要用于生产控制大区，为电力系统的关键应用、关键用户和关键设备提供数字证书服务，实现高强度的身份认证、安全的数据传输以及可靠的行为审计。

电力调度数字证书应当经过国家有关检测机构检测认证，符合国家相关安全要求，分为人员证书、程序证书、设备证书三类。人员证书指用户在访问系统、进行操作时对其身份进行认证所需要持有的证书；程序证书指关键应用的模块、进程、服务器程序运行时需要持有的证书；设备证书指网络设备、安全专用设备、服务器主机等，在接入本地网络系统与其他实体通信过程中需要持有的证书。

（一）系统建设原则

电力调度数字证书系统主要建设原则如下：

（1）统一规划数字证书的信任体系，各级电力调度数字证书系统用于颁发本调度中心及调度对象相关人员、程序和设备证书。上下级电力调度数字证书系统通过信任链构成认证体系。

（2）采用统一的数字证书格式，采用满足国家有关要求的加密算法。

（3）提供规范的应用接口，支持相关业务系统和安全专用设备嵌入电力调度数字证书服务。

（4）电力调度数字证书的生成、发放、管理以及密钥的生成、管理应当脱离网络，独立运行。

（5）采用电力专用密码卡，实现证书服务系统的密钥管理功能。

（二）系统功能要求

电力调度数字证书系统主要功能要求如下：

1. 证书管理

（1）证书签发。电力调度证书服务系统可以为系统合法的注册用户颁发数字证书，同时提供用户申请审核和用户信息管理功能。

（2）证书更新。当用户的证书到期后，用户可以向电力调度证书服务系统的业务操作员提出证书更新申请，业务操作员通过用户证书管理控制台更新用户证书。

（3）证书撤销。用户证书失效后，用户可以向电力调度证书服务系统的业务操作员提出证书撤销申请，业务操作员通过用户证书管理控制台撤销指定的用户证书。

（4）证书查询。普通用户可以向电力调度证书服务系统的业务操作员提出证书查询申请。

2. 安全标签管理

应具备安全标签的签发与管理功能，能够实现安全标签的签发、查询、导出、撤销、更新。

3. 日志审计

应具备日志审计功能，包括提供准确清晰地记录

日志，日志中应记录包括系统初始化、角色管理、配置修改、备份恢复、签发操作等重要事件发生时间、事件执行者、操作结果等；提供完整的查询、备份和防篡改能力。

4. 备份功能

应具备系统证书管理员密码钥匙备份及恢复功能；应具备系统密钥备份及恢复功能；应具备数据库备份及恢复功能。

5. 访问控制

（1）支持系统的物理访问权限控制。

（2）支持系统所在操作系统访问权限控制。

（3）应具备防范系统用户危害数字证书系统安全的能力，可使用分割权限等措施限制单个主体的权限。

（4）应采用 USB 密码钥匙登录方式登录系统。

（三）设备配置原则

电力调度数字证书系统设备配置原则如下：地市级及以上调度端应建设电力调度数字证书系统，包括调度证书系统工作站、PCI 加密卡及操作系统、应用软件，并根据人员配置和实际工作需求配置 USB 密码钥匙。

## 六、内网安全监视平台

生产控制大区配置内网安全监视平台，实现生产控制大区内部计算机设备、网络设备及安全防护设备的运行状态，及时发现非法外联、外部入侵、异常访问等安全事件并告警。

（一）系统功能要求

1. 广域网安全监视

采集纵向加密认证装置、防火墙、物理隔离装置等安全防护设备的运行日志及告警信息，监视其运行状态，在设备异常时发送告警信息。

2. 局域网安全监视

监视生产控制大区内部服务器、工作站等计算机设备和交换机等网络设备的运行状态，具体如下：

（1）监视计算机设备的外设接口，例如 USB 接口、串口、并口等运行情况，当有不符合安全策略的外接设备接入时发送告警信息。

（2）监视计算机设备和网络设备的网口运行情况，当出现非法外联时发送告警信息。

（3）通过与计算机设备操作系统内核、驱动程序、软件进程等接口，监视关键进程的运行情况，当出现非法进程、进程异常或非法退出时向平台发送告警信息。

3. 风险评估

对采集的安全事件进行统计和分析，包括按告警级别、告警类型、告警设备等对事件进行分类；对事件发生的概率和等级进行排名；对设备的投运率和故障率进行统计等。并在事件统计分析基础上，建立安全风险评估体系，对电力系统安全稳定运行状况进行综合评估和预测。

4. 纵向加密认证装置集中管理

实现对纵向加密认证装置的远程监控、参数配置、隧道管理、策略管理等功能。

（二）设备配置原则

（1）在安全区Ⅰ配置日志采集工作站，采集范围包括安全区Ⅰ的主网交换机、关键服务器和工作站、纵向加密装置以及安全区Ⅰ和安全区Ⅱ之间的防火墙。

（2）在安全区Ⅱ配置日志采集工作站，采集范围包括安全区Ⅱ的主网交换机、关键服务器和工作站、纵向加密装置以及正反向物理隔离装置。

（3）在安全区Ⅱ配置内网监视服务器，接收日志采集工作站发送的数据，进行集中处理、存储、分析和展示，并通过电力调度数据网安全区Ⅱ与上下级内网安全监视平台进行通信。

## 七、其他通用安全防护措施

（一）电磁屏蔽机柜

电磁屏蔽机柜主要用于服务器、工作站、交换机等二次设备的组柜安装，并同时满足电磁屏蔽的要求，具体要求如下：

（1）应具有防静电、防破坏、防盗窃等物理安全设施。

（2）应设置接地铜排，具有良好的接地设施。

（3）应具有电磁波屏蔽功能，使得安装于机柜中的设备在运行时不受外界电磁波的干扰和恶意攻击。

（4）应防止机柜中涉密电磁波信息泄露至外部空间。

（二）防病毒系统

生产控制大区和管理信息大区服务器和工作站等计算机设备应配置防病毒系统，具体要求如下：

（1）应具有检测并清除计算机病毒、恶意代码、恶性程序的功能。

（2）应及时进行升级，更新经测试验证的病毒特征码。

（3）应具有日志查询和统计功能，按时间、机器名称、病毒名称、病毒类型等进行统计和排名，并生成报表。

（4）应具有主动防御功能，包括应用程序访问控制、应用程序保护、程序启动控制、恶意行为检测和隐藏进程保护等。

（三）安全审计系统

生产控制大区应配置安全审计系统，实现对网络

运行日志、操作系统运行日志、数据库重要操作日志、业务系统运行日志、安全防护设备运行日志等进行集中收集和分析处理，及时发现各种违规行为以及病毒和黑客的攻击行为。

(四)主机加固

生产控制大区关键服务器的操作系统应进行主机加固，包括采用专用软件强化操作系统访问控制能力、加装安全补丁等。

# 第二十三章

# 电网应急指挥

## 第一节 设 计 范 围

随着社会经济的快速发展，对于电力保障的要求不断提高。电网系统的正常运行，关系到整个城市生产、生活，由于受到自然因素和人为因素的影响，电网系统安全运行随时会受到严重威胁，必须做好充分的准备，形成一套完善的应急管理机与制度规范，应设置独立的应急管理协调部门，制定针对大面积停电事故的应急预案操作原则，构建自上而下的应急救援与处理体系，配合灾后快速恢复重建机制的建设，为电力系统对各类大灾害的防御与处置提供支持。

电网应急指挥技术支持系统主要包括应急指挥信息管理系统、基础支撑系统、应急通信系统和应用系统接入三部分内容。

电网应急指挥中心工程设计应满足《电网企业应急能力建设评估规范》和 DL/T 1352《电力应急指挥中心技术导则》以及国家机关和电网企业应急体系建设有关规定要求。

## 第二节 应急指挥信息管理系统

应急指挥信息管理系统服务于电力突发事件的预防与应急准备、监测与预警、应急处置与救援、事后恢复与重建四个阶段，是对各种突发性事件进行快速响应与处理的重要工具。

### 一、系统功能

应急指挥信息管理系统应具有日常应急工作管理，预案管理，预警管理，应急值班，应急资源管理、辅助应急指挥，预测预警，应急培训，演练及评估管理，信息上报、统计及分析等功能。

1. 日常应急工作管理

日常应急工作管理功能用于满足应急工作日常管理的需要，一般由下述四个模块组成：①应急组织机构、规章制度、应急档案查询管理；②日常应急工作计划管理；③日常应急资源信息查询；④日常应急管理、突发事件信息收集与报送。

2. 预案管理

预案管理应具备如下功能：①各类各级应急预案修编、更新、查询等动态管理功能；②各级用户按照用户权限进行分级共享功能。

3. 预警管理

实现对预警信息的获取，预警分级的调整及记录，预警信息的发布流程管理，预警的启动、监测与结束流程管理。

4. 应急值班

应急值班应具备如下功能：①实现突发事件信息报表的接收、编辑、报送；②应具有突发事件报警信息接收、审核、存档、分发等功能；③实现突发事件信息告警、上报、续报等功能；④可实现报警自动接收、存储转发和录音功能；⑤具备短信编辑、审核、发送功能；⑥具备值班日志、值班表管理和自动排班功能。

5. 应急资源管理

应急资源管理用于实现应急资源分布、异动、调用查询、统计和分析，能够在地理图上显示和标注应急资源，并自动生成应急物资补充储备计划。主要包括以下三个功能模块：①应急资源查询统计；②应急资源调配管理；③应急物资补给管理。

6. 辅助应急指挥

辅助应急指挥主要包括如下三个功能模块：①分类分级应急启动、监测；②灾害对电力系统造成损害或影响的辅助评估、研判；③应急过程记录和过程重现。

7. 应急培训、演练及评估管理

应急培训、演练及评估管理主要包括如下五个功能模块：①培训、演练方案生成；②培训、演练方案汇总、分发等管理；③模拟演练管理；④演练过程记录功能；⑤演练考核评估。

8. 信息上报、统计及分析

信息统计及分析具备如下三个功能：①信息报表定制功能，包括人员伤亡情况、电力设备设施损坏情

况、电力设备设施停运及恢复停电用户（含重要用户）情况、投入应急救援力量等信息填报；②信息审核及上报功能；③信息统计分析功能。

## 二、系统设备配置

（1）应急指挥信息管理系统硬件设备主要由数据库服务器、应用服务器、负载均衡设备、存储设备和网络设备构成。服务器和网络设备一般按照双机配置。

（2）系统应采用 SOA 架构，采用组件化设计思路，采用基础架构服务层、数据访问层、业务逻辑层、应用服务层和展现层的逻辑分层。

（3）应采用大型数据库管理系统。

（4）应采用工业标准 J2EE 应用服务器。

（5）应急指挥信息管理系统部署在管理信息大区，安全防护遵循信息系统安全防护相关规定，统一考虑配置安全防护设备，不单独配置。

# 第三节　应急通信系统

## 一、主要技术原则

为了预防和减少突发事件造成的影响和损失，快速有效准确地掌握灾区第一手信息已成为应急管理的首要任务。应急通信是突发事件和自然灾害情况下迅速应对危机、减少损失、稳定局势的重要手段。在灾害情况下，在较短的时间内抵达事故现场并通过可靠的通信传输方式将现场真实情况反馈到指挥系统，是提高应急处置能力的基础工作之一。应急通信系统建设应能够满足电网抗灾救灾和应急通信保障的要求，可靠实现受灾现场与应急指挥中心的音频、视频、数据联络，保证应急指挥中心与受灾现场之间指令下达、信息上报的及时性和准确性。电力应急通信系统也可用于重大活动或事件的临时性通信保障和实时报道，可提升应对大面积停电、自然灾害和其他各类突发事件的能力，确保电网安全稳定和电力可靠有序供应。应急通信系统的设计应遵循如下技术原则：

（1）实用性。坚持平战结合，最大限度地发挥系统功能。满足远程指挥和现场指挥协调、电话通信联络、召开视频会议、远程技术支援的需要。

（2）先进性。采用成熟先进的通信技术、信息融合技术，注重资源整合，多手段信息采集技术。

（3）可靠性和易使用性。选用防振、抗颠簸的设备并建设信息备份与恢复机制，系统遵循模块化设计原则，尽量加强模块功能的内聚度，降低系统操作的复杂度。

（4）安全性。应急通信系统设计应满足电网网络、信息安全要求。采用加密技术、身份认证、访问控制等措施保证系统的安全性。

## 二、系统功能

电力应急通信系统主要实现以下五个功能。

（1）数据传输：当现场指挥部需要各种电子资料时，可以通过应急通信网络直接从应急指挥中心获取，同时也可将事件现场的数据实时传输到应急指挥中心。

（2）图像传输：当有事件发生时，可将现场图像实时传回应急指挥中心，便于应急指挥中心掌握现场情况，做出准确判断与指挥。图像清晰度高，占用带宽小。

（3）话音传输：实现现场与应急指挥中心双向语音通信，解决无通信条件地区的通话问题。通话稳定，声音清晰连贯。

（4）远程指挥：可将事件现场的情况进行图像传输至现场指挥部（应急移动指挥车）和后方指挥中心。利用现场实时传回的视音频图像、照片等数据资料，应急指挥中心可及时掌握现场情况，从而准确地实施远程指挥。现场指挥部与指挥中心还可进行远程视讯会议讨论救援方案。

（5）无线数据网络：通过无线网络设备在便携通信站周边建立无线局域网，实现现场办公和数据传输。

## 三、系统架构

应急通信系统一般由应急通信中心站、应急通信车载系统、便携站和单兵系统构成，通信方式通常包括卫星通信系统、公网通信系统和 COFDM 通信系统、无线局域网 WIFI 四种通信方式。其中卫星通信系统是应急通信系统的主要通信方式，公网通信主要用于平时应急演练，COFDM 主要用于深入现场的单兵与卫星移动通信站之间的点对点通信互联，满足“最后一公里”通信接入需要。从电网应急通信应用需求角度划分，应急通信系统应包含语音通信子系统、视频子系统、数据网络通信子系统、网管子系统、电力及保障子系统等应用子系统。

应急通信系统架构和系统组成分别如图 23-1 和图 23-2 所示。其中，应急卫星通信中心站通常只考虑在省级及以上电网公司应急指挥中心设置，地市级应急指挥中心可通过与上级应急指挥中心之间的通信、信息网络和应急视频会议系统、视频监控系统接收信息。在地市级应急指挥中心可独立设置公网通信系统以满足独立进行应急演练的需要。

为满足安全防护要求，应急通信系统宜单独组网或接入信息外网，与信息内网实现严格的物理隔离，视频信息以 VGA、DVI、SDI 等视频信号接口方式接

入视频处理系统。

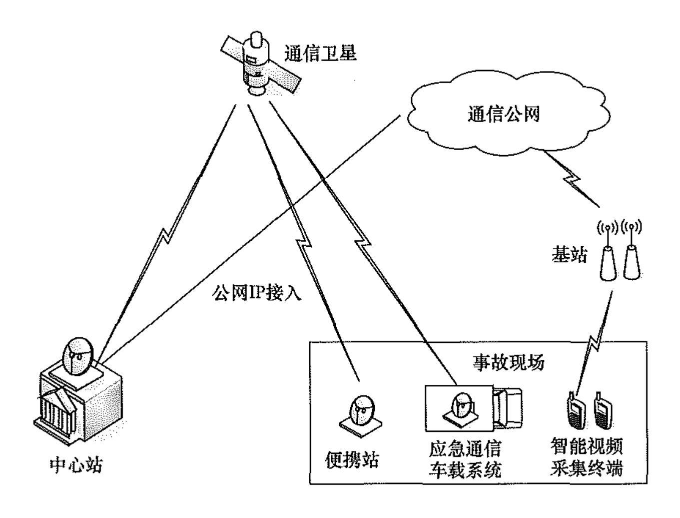



图 23-1　应急通信系统架构示意图

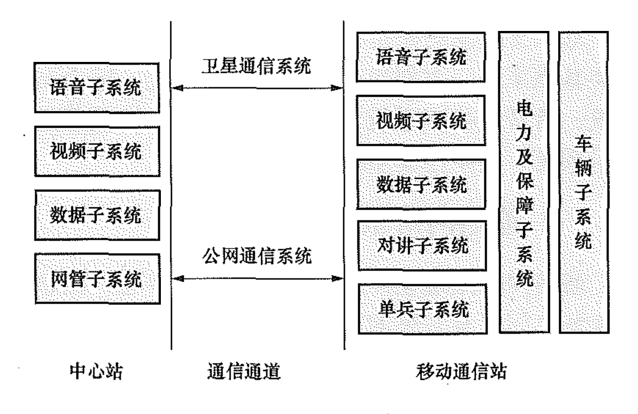



图 23-2　电力应急通信系统组成

## 四、应急卫星通信系统

1. 卫星通信系统制式选择

电网应急卫星通信系统可采用 VSAT 卫星通信系统或海事卫星通信系统。目前，电力系统应急通信大多使用 VSAT 卫星通信系统，主流所采用的卫星通信调制解调方式选用 SCPC/FDMA/DAMA 制式。

2. 应急卫星通信系统中心站

中心站卫星通信系统主要由卫星天线、卫星功放、卫星调制解调以及监视卫星信道的频谱仪等设备构成，如图 23-3 所示。

3. 应急卫星通信系统便携站

应急卫星通信系统便携站分车载卫星通信系统和便携式卫星通信系统两种形式。

（1）车载卫星通信系统。车载卫星通信系统包括车载卫星天线及其伺服系统、功率放大器、调制解调器等部分组成。采用车载“静中通”卫星天线。天线固定安装在应急通信车的顶部；天线伺服系统为自动对星系统，通过对卫星载波信号的跟踪接收处理，控制电机转动，使天线自动寻找目标卫星；功率放大器包括下变频功率低噪声放大器（LNB）、上变频功率放大器（BUC）。

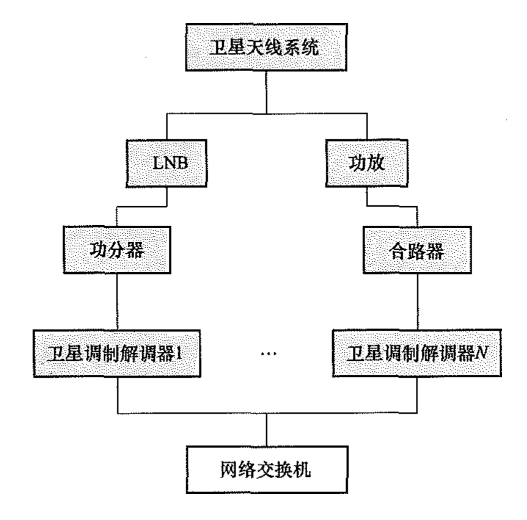



图 23-3　中心站卫星通信系统

（2）便携式卫星通信系统。便携式卫星通信系统是一种高度集成化的卫星通信系统，设备构成与车载卫星通信系统基本相同，只是所有设备可安装在一个或两个箱体内，便于携带。

## 五、应急通信车载系统

应急通信车载系统分为应急通信指挥车车载系统和应急通信便携站两种。

1. 应急通信指挥车车载系统

应急通信指挥车车载系统主要包括专用车辆子系统、电力及保障子系统、卫星通信子系统、语音子系统、视频子系统、数据通信子系统、无线通信系统等组成。

（1）车辆子系统。由于应急通信指挥车应用场合的不确定性，所以应急通信指挥车尽可能地选择越野性能和机械性能好的车体，同时考虑到车上需装载各种必要的移动通信设施，以及很多精密设备和仪器，对车体的内部容量也有一定的要求。

（2）电力及保障子系统由车载供电子系统和保障子系统构成。

1）车载供电子系统。采用取力发电机系统和市电两种方式，通过 UPS、配电柜对车载设备进行供电。车载供电子系统主要配置取力发电机、UPS 及配电盘、电缆盘、防雷器与接地装置、防水插座等设备。

2）保障子系统。包括 GPS 卫星导航设备、北斗卫星定位系统、灯光照明系统、军用罗盘、军用望远镜等。

（3）卫星通信子系统。配置车载卫星通信站，由卫星天线及其伺服系统、功率放大器、调制解调器等部分组成。

（4）语音子系统。车载站语音子系统主要包括 VOIP 语音网关、车载卫星电话系统、互联互通系统、

音频矩阵等。其中互联互通系统可实现普通电话、数字对讲电台、移动电话、卫星电话等不同通信方式以及不同无线频点的话音通信，在同一个平台上进行话音交换，实现各种有/无线话音业务互联和统一调度。

（5）视频子系统。视频子系统设备包括摄像头、视频矩阵、视频会议终端、NVR、监视器等，能够将车载单兵子系统采集回传的视频信息进行处理，并通过卫星或公网通信通道转发给中心站。

（6）数据通信子系统。包括：①WIFI 接入设备，实现车辆周边百米范围内的无线网络接入；②COFDM 图传系统接收设备，用于与单兵子系统通信，满足 2～3km 范围内单兵采集声音、图像的传输需要。

（7）数字对讲子系统。应急通信车数字对讲系统，充分利用数字对讲系统机动、可靠的特点，配合数字对讲中继台设备，实现以车为中心 3～5km 范围内的对讲通信，尤其在公网、专网电话瘫痪的情况下，数字对讲系统仍具备独立指挥的能力。同时通过智能语音调度系统实现单兵端与中心站之间的直接语音通话。

（8）中控系统。中控系统包括主机和触摸屏两部分。

2. 应急通信便携站

应急通信便携站包括卫星通信子系统（同应急通信车载站）、公网移动通信子系统（同应急通信车载站）、语音通信子系统（同应急通信车载站）、音视频子系统（同应急通信车载站）、数据通信子系统（同应急通信车载站）、无线通信系统等部分。

3. 电力及保障子系统

便携站采用汽油发电机供电，配置 1 台便携式汽油发电机，供电电压采用交流 220V，供电电流不低于 10A，一箱油连续工作时间不低于 4h。

## 六、单兵系统

单兵系统主要用于应急抢修人员深入现场，将现场的音频、视频信号通过应急指挥车或便携站传递给应急指挥中心，解决应急车辆无法进入现场所面临的“最后一公里”音频视频信号传输问题。单兵系统装备配置一般分为基于公网网络单兵子系统和基于 COFDM 图传通信单兵子系统两种。

1. 基于公网网络单兵子系统

公网单兵子系统与应急指挥中心之间的通信通过公网传输系统，该系统可满足应急演练时采集声音、图像的传输需要。

传统的基于公网网络的单兵子系统设备基本配置包括：①头盔式标清摄像机；②背负式 4G（3G）公网视频通信终端；③军用望远镜、罗盘、设备箱、被包等辅助设施。

随着技术的进步，基于公网的单兵系统可使用手机或手持式专用智能终端替代传统的头盔式标清摄像机和背负式 4G（3G）公网视频通信终端，并可与应急指挥中心实现高清视频会议和语音通信。

2. 基于 COFDM 图传通信单兵子系统

单兵子系统与应急通信车之间配置无线图像传输系统，该系统可满足 2～3km 范围内单兵采集声音、图像的传输需要。

基于 COFDM 图传通信单兵子系统设备基本配置主要包括：①高清摄像机；②背负式 COFDM 图传系统发射机及天线；③军用望远镜、罗盘、设备箱、背包等辅助设施。

# 第四节 基础支撑系统

基础支撑系统是指保障应急指挥中心正常运转的各类基础系统，主要包括通信与网络系统、综合布线系统、拾音及扩声系统、视频会议系统、视频采集及显示系统、集中控制系统等。

## 一、通信网络系统

通信网络系统设计应满足应急指挥中心、应急事故现场之间以及与外部进行沟通的需求，包括视频会议系统、信息内外网、电话接入网络、应急通信系统接入等四部分内容。

1. 视频会议系统

（1）网络互联方式。电网各级应急指挥中心视频会议系统通信网络分为专线和综合数据网两种。其中省级及以上电网应急指挥中心之间通常采用专线和综合数据网两种方式，互为备用；省、地市、区县级电网公司应急指挥中心之间可根据通信网建设情况确定采用专线互联方式还是综合数据网互联方式。

（2）带宽要求。720p 和 1080p 高清视频会议系统单路图像传输带宽最低要求一般为 1M 和 2M，为确保可靠，一般按照 2M 和 4M 设计。考虑到多个会场图像同时传输需要，省公司与上级应急指挥中心之间视频会议系统数据网带宽按不小于 6M 设置，应急状况下可根据需求扩展至 10M 及以上，专线带宽按 2×2M 设置；省公司与地市公司日常状况下带宽按照不低于 2×2M 设置，应急状况下省公司与地市公司可根具条件扩展到 4×2M 及以上；地市公司与下级公司之间日常状况下带宽按照不低于 2M 设置，应急状况下可根据条件扩展到 2×2M 及以上。

（3）安全防护。视频会议系统的安全防护应按照电网公司信息系统安全防护相关规定执行。

2. 信息内外网

（1）应急指挥中心应设置信息内外网网络设备，

并接入信息内外网核心交换机。

（2）信息内外网安全防护应符合电网公司信息系统安全防护相关规定。

3. 电话系统接入

应急指挥中心应设置公共交换电话（外线电话）、内部行政电话和调度电话，其中调度电话可通过音频矩阵接入视频会议系统，作为视频会议系统的语音备用。

4. 应急通信系统接入

省级电网应急指挥中心应设置应急通信系统网络，满足现场通过应急卫星通信、无线公网方式与应急指挥中心视频会议、电话、信息网络互联互通需要。

## 二、综合布线系统

综合布线系统设计应满足应急指挥中心场所话音、数据、图像、控制信号的接入、传输需要。

1. 线缆敷设方式

一般应采用地板下设置金属布线槽布线方式。地市级及以上电网应急指挥中心场所布线量较大，通常地面需要铺设网络地板以方便布线。

2. 信息点设置

（1）应急指挥大厅指挥台、参会桌和会商室会议桌通常按照席位数量设置信息接线盒，每个接线盒内包含 4 个信息点（内网 1 个、外网 1 个、电话 1 个、1 个备用）和 1 个电源点。

（2）应急指挥大厅地面或墙面还需考虑设置移动摄像机和电子白板用的多媒体信息接线盒。

（3）控制室每个席位各设置 1 个信息盒，含 4 个信息点（内网 1 个、外网 1 个、电话 1 个、备用 1 个）及 1 个电源点。

3. 外部通道互联

应急指挥中心设备间至信息机房、通信机房、自动化机房应至少各敷设 1 根 24 芯多模或单模光缆。

## 三、拾音及扩声系统

拾音及扩声系统设计应满足声音采集、音频信号处理与传输、声音播放的需求，并应保证声音信号能够被清晰、无失真地采集、放大及播放。

1. 手拉手会议讨论系统

应急指挥大厅、会商室一般应配置手拉手会议讨论系统。其中应急指挥大厅指挥席每席配置 1 个麦克，参会席可每两席设置 1 个麦克；会商室一般按照每席设置 1 个麦克。

2. 无线麦克

考虑到会议发言的灵活和方便性以及应急指挥大厅和控制室之间联系需要，除配置手拉手会议讨论系统外，应急指挥中心通常还需配置若干手持无线话筒和领夹式麦克。

3. 音频处理设备

应急指挥中心需配置调音台及分配器、均衡器、反馈抑制器、延时器等配套设备或音频矩阵设备。对于地市级及以上等级电网应急指挥中心宜选用音频矩阵作为音频处理设备。

4. 音频扩声设备

（1）扩声系统的音响效果不仅与电声系统的综合性能有关，还与声音的传播环境、建筑声学和现场调音使用密切相关。扩声系统的使用功能和音响效果涉及正确合理的电声系统设计和调试、良好的声音传播条件和正确的现场调音技术三者最佳的配合。三者相辅相成，缺一不可。扩声系统作为一个系统问题，在系统配置中需综合考虑上述各种问题。在选择性能良好的电声设备基础上，通过周密的系统设计、仔细的系统调试和良好的建声条件，达到悦耳、自然的音响效果。

（2）扩声系统设计应保证会议声音的均匀一致性，避免强弱不均，局部声音过大以及回响等现象。

（3）功率放大器。应根据扬声器系统的数量、功率等因素配置功率放大器；功率放大器输出阻抗及性能参数应与被驱动的扬声器相匹配；功率放大器额定输出功率不应小于所驱动扬声器额定功率的 1.5 倍。

（4）扬声器（音箱）。

1）扬声器系统应根据应急指挥场所的结构、容积、装饰装修进行语言清晰度和声场分布设计，确定扬声器系统的数量、参数、方位；

2）扬声器系统通常分为主扬声器和辅助扬声器，主扬声器一般设置在主显示设备附近，并应满足系统声像一致要求，辅助扬声器一般设置在应急指挥区吊顶或墙上；

3）在控制室应配置有源监听音箱，并应与会场的声音变化量相一致。

## 四、视频采集及显示系统

视频采集及显示系统设计应满足图像采集、视频信号处理与传输、大量图像及多种应用系统信息同时展示和灵活变更的需要。

1. 视频会议摄像机

（1）摄像机选择。

1）应配置视频会议专用高清摄像机；

2）摄像机视频信号分辨率最少应兼容 1080i、720p 图像格式，刷新率应与主显示设备相匹配；

3）视频输出口可采用 DVI、RGB、SDI 接口中的一种或多种，宜采用 SDI 接口；

4）应根据摄像机安装位置计算、选择变焦镜头，光学变焦宜不小于 10 倍。

（2）摄像机布点。应根据指挥中心会场的大小、座席布置方式确定摄像机安装方式、位置和数量。除固定安装摄像机外，通常还应考虑设置移动摄像机。

（3）摄像机可由中控系统或摄像机专用操作键盘进行操作控制。当需要对摄像机进行精确调整、控制时，宜配置专用操作键盘。

2. 视频信号处理设备

视频信号处理系统主要有以下三种配置方案。

（1）基于视频切换矩阵和集中式大屏幕控制系统的常规配置方案。采用视频矩阵实现输入视频信号与输出视频信号间的灵活切换，经过大屏幕控制系统上屏显示。该方案的优点是能够确保视频信号切换过程中信号无损；缺点是环节多、设备接线和控制较为复杂。

（2）IP 分布式视频信号处理系统由各种信号源处理器、显示处理器、系统服务器、网络交换机构成。该方案的优点是各种信号的编码处理、网络传输、解码显示全部采用数字化处理以减少信号转换中间环节，基于 IP 网络连接可使信号无衰减远传，视频信号源接入和拼接墙规模可方便、无限制地扩充，显示控制灵活、便捷，信号可在全屏范围内任意位置、以任意方式显示，可实现信号在不同大屏幕上同步显示；缺点是对信号处理能力要求较高，否则信号经过编码处理会影响图像品质。

（3）矩阵与分布式信号处理系统组合方案可将部分主要的高清视频信号直接投到大屏幕显示，确保图像高品质，具有可充分利用分布式处理系统的优点。

3. 视频显示设备

（1）应急指挥大厅应配置大屏幕显示设备。

（2）控制室应配置预监电视墙。

（3）根据房间条件和布置方案，会商室可选配大屏幕、投影、大尺寸电视机。

（4）应急指挥中心应配置电子白板方便讨论应急方案。

## 五、视频会议系统

应急指挥中心宜设置独立的应急指挥视频会议系统，并应按照高清标准建设，已有系统应能够接入到高清系统。应急指挥视频会议系统一般应采用 IP 网络互联。

1. 多点控制单元 MCU

（1）多点控制单元 MCU 的配置数量应根据组网方式确定，并满足高可靠性要求。

（2）省级及以上应急指挥中心 MCU 应按照冗余配置设计；地市一级应急指挥中心一般按单台配置。

2. 视频会议终端

应急指挥中心应至少配置一台视频会议终端，省级及以上电网应急指挥中心应按照双设备配置设计。

3. 电视墙服务器

配置多点控制单元（MCU）的应急指挥中心会场，宜配置电视墙服务器，实现对分会场的预览和观看。

4. 录播服务器

录播服务器集录制、直播、点播、剪辑等多项功能于一体，可以配合 MCU 和终端产品完成视频会议的音视频和数据内容的实时录制存储、在线点播、在线直播等功能。

## 六、集中控制系统

应急指挥中心应配置集中控制系统以方便、快速地对应急指挥中心各种设备进行操作、控制。

系统宜采用三维场景作为主要操作界面，以虚拟现实的手段为用户提供直观的操作。三维场景可以根据用户的需要改变观察视角，具备在三维中拖拽式信号投放，预览、查看信号投放，遥控控制对象等功能。

## 七、环境监控

（1）应急指挥中心应配置动力环境监控系统设备，实现对设备室配电设备、空调设备、环境温湿度监测，门禁和视频监控。

（2）应急指挥中心动力环境监控设备可独立组成系统或接入其他部门（调度或通信）的机房环境监控系统。

（3）应急指挥中心指挥大厅、设备室、控制室应配置门禁系统。

# 第五节 应用系统信息接入

## 一、管理信息接入

（1）应急指挥信息管理系统应通过数据中心实现与 PMS 系统（含 GIS）、营销系统、ERP 系统、车辆管理系统的数据集成，通过 Web 方式实现与管理应用系统的界面集成。

（2）各业务系统将数据送入数据中心，应急管理业务应用从数据中心 ODS 区读取数据并存储到本系统中供应急管理业务应用使用。

## 二、生产控制信息接入

（1）应急指挥中心应接入包括电网实时潮流、实时网络拓扑、变电站实时主接线图等 SCADA/EMS 信息以及电网低频振荡、功角稳定信息等。

（2）接入应急指挥中心的电网运行信息范围应根据调度管理关系确定。

（3）电网调度运行信息的接入有两种方式：

1）应急指挥应用系统通过信息内网以 Web 访问方式获取电网运行信息；

2）配置电网调控系统工作站直接、快速调阅电网运行实时信息。

（4）地市级及以上电网应急指挥中心应配置 DTS 工作站，以便利用 DTS 系统生成假想事故，开展电网大面积停电事故的指挥推演。

## 三、外部信息接入

1. 电视信息接入

应急指挥中心应能在需要时收看相关的电视新闻，为应急指挥中心指挥抢险救灾提供最及时的现场图文信息、现场组织情况等，便于指挥中心能够及时根据事态的发展制订出最优的抢险救灾方案，进行人力、物力、财力的合理、有效调配。

应急指挥中心宜配置电视机顶盒接收相关电视台电视新闻报道，其输出接入视频处理系统。

2. 气象信息接入

应急指挥中心通过信息外网以 Web 服务方式从本地气象部门获取温度、湿度、风速、风向、气压、雨量等基本气象信息和卫星云图信息。

3. 网站信息接入

应急指挥中心通过信息外网以 Web 服务方式从各个网站查询气象灾害、火灾、水灾、地震、地质灾害、新闻、交通信息等外部信息。

4. 公网移动视频信号接入方案

为满足应急指挥和应急演练需要，应急指挥系统能够接入通过公网传输的视频图像信息。接入方式有以下两种：

（1）在应急指挥中心配置移动通信服务器，通过 Internet 网络接收并控制前端传回的视频图像。为确保电网信息系统安全，移动通信服务器采用模拟信号对接方式，通过视频处理系统方式接至大屏幕显示，并接入视频监控系统，进行图像存储，同时分发给其他相关单位。

（2）配置多媒体融合系统，将移动通信技术与视频会议系统技术加以融合，使应急指挥视频会议、视音频监控、即时通信、数据协商和电话会议业务一体化。该方案可将智能手机、多媒体移动终端、IP 电话、可视电话、笔记本电脑等设备通过 WiFi 或 4G 网络加入视频会议系统，实现音视频实时交互，随时随地进行在线沟通，并可提供 1080p 高清晰度视频效果。

# 第二十四章

# 调度通信楼工艺设计

## 第一节　设计范围及主要任务

### 一、设计内容

电力调度通信楼是电网运行调度、指挥、管理机构场所，电力调度通信楼工程建设是发电、送电、变电工程外的一项极为重要而特殊的电力工程项目。本章基础设施是指电力调度通信楼内为电力系统运行调度、指挥相关业务系统及其生产管理信息系统设备运行提供动力及环境保障的设施。基础设施建设设计的范围及主要内容包括：工艺房间布局及设备布置，工艺房间装修，机房、设备间空气调节系统，大屏幕显示系统，音频扩声及会议讨论系统，交流不停电电源系统，直流通信电源系统，机房动力环境监控系统，大楼综合布线系统等。

### 二、各设计阶段主要任务

基础设施建设部分设计一般分为可研阶段、初步设计阶段、施工图阶段三个阶段。各个阶段的主要任务如下：

1. 可研阶段

可研设计阶段主要是配合大楼土建工程开展工艺配合设计，提出工艺房间和工艺用管道、竖井的设置和整体布局，以及各个专业工艺房间对土建与结构、电气、暖通、给排水等专业的技术要求，使得土建工程建设能够满足未来工艺设计需求。

2. 初步设计阶段

初步设计阶段设计重点配合调度、通信、信息、安监等各个专业业务系统建设，提出工艺系统所需基础设施的主要设计原则、技术方案、主要设备、材料选型意见并编制工程概算书。

3. 施工图阶段

施工图阶段设计将根据审定的初步设计技术原则，具体落实设计方案，编制设备招标和施工招标技术文件，并开展工艺房间装修施工、设备安装接线施工图纸设计。

### 三、设计依据的主要技术标准、规范

基础设施建设工艺设计涉及专业众多，需要特别注意相关的技术标准规范要求。基础设施建设工艺设计所依据的技术标准、规范主要包括：

GB 50016《建筑设计防火规范》；

GB 50736《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》；

GB 50052《供配电系统设计规范》；

GB 50057《建筑物防雷设计规范》；

GB 50174《数据中心设计规范》；

GB 50217《电力工程电缆设计规范》；

GB 50222《建筑内部装修设计防火规范》；

GB 50311《综合布线系统工程设计规范》；

GB 50325《民用建筑工程室内环境污染控制规范》；

GB 50343《建筑物电子信息系统防雷技术规范》；

GB 50370《气体灭火系统设计规范》；

GB 50371《厅堂扩声系统设计规范》；

GB/T 50356《剧场、电影院和多用途厅堂建筑声学技术规范》；

GB 50611《电子工程防静电设计规范》；

GB 50635《会议电视会场系统工程设计规范》；

GB 50689《通信局（站）防雷与接地工程设计规范》；

GB/T 2887《计算机场地通用规范》；

GB/T 9361《计算机场地安全要求》；

GB/T 18883《室内空气质量标准》；

GB/T 50980《电力调度通信中心工程设计规范》；

DL/T 575.1～575.12《控制中心人机工程设计导则》；

YD/T 1821《通信中心机房环境条件要求》；

YD/T 5032《会议电视系统工程设计规范》。

## 第二节　调度通信楼工艺配合设计

调度通信楼工艺配合设计的主要任务是在调度通

信楼建筑工程初步设计和施工图设计阶段，配合大楼土建建设工程建筑、结构、电气、暖通、给排水等专业确定各个工艺房间和工艺用管道、竖井的整体布局，建筑面积，层高（净高），调度大厅等大空间工艺房间柱网位置，地面荷载，地面楼板处理方式（是否降板），预埋管、槽盒的位置、规格和数量，供电方式及容量，防雷与接地以及消防等方面的技术要求，以满足工艺基础设施建设需要。

一般情况下，首先由电力公司各专业部门或工艺设计单位根据经验提出工艺房间的面积初步需求，由建筑设计院根据初步需求，结合大楼总平面布置方案和结构设计方案统筹考虑，初步确定工艺房间的总体布局和房间面积，提交给工艺设计单位。工艺设计单位根据建筑设计院提供的建筑结构图和平面图，结合生产工艺需求核定或调整总体布局和房间面积。在工艺房间总体布局确定后，工艺设计单位结合工艺系统设计，完成其他部分配合资料的提供。

工艺配合设计应遵循以下四个基本原则：

（1）电力调度通信楼工艺房间的设置及整体布局应能够最大程度地满足生产工艺流程需要和专业机构设置要求，并根据大楼建筑条件和消防要求确定。

（2）机房、设备室环境建设应满足业务系统设备安全、长期稳定运行所需的高标准环境要求以及节能环保要求。

（3）电源系统建设应满足业务系统高可靠性供电要求。

（4）调度大厅等监控类房间的工艺设计应贯彻“以人为本”的原则，符合人机工程学原理和环保有关要求，为值班人员创造一个安全、舒适、方便的工作环境，以提高工作效率，避免或最大限度地减少由于人的疲劳导致的误操作或判断失误的可能性。

## 一、建筑、结构、装修配合设计

根据电力调度、生产运行管理工艺流程需要和大楼建筑结构条件，确定工艺房间位置、面积、层高（净高）、地面荷载、地面楼板降板处理方式、设备出入大门尺寸以及工艺管井、设备进出通道。

电力调度通信楼通常设置电力调度控制中心（以下简称调控中心）、信息与通信中心（以下简称信通中心）、应急指挥中心三大电力生产调度、指挥、信息通信管理中心。根据生产运行管理需要，省级及以上电力调度通信楼还可设置、电力市场交易中心、电网运营监测（控）中心、会议中心。

### （一）调控中心工艺房间设置

调控中心工艺房间主要分为调度大厅及辅助房间、调度仿真培训（DTS）房间、自动化机房及辅助房间三个部分。

1. 调度大厅及辅助房间

大型地调及以上等级的电力调控中心除设置调度大厅及设备间外，还应考虑设置门厅和参观走廊、交接班室（会商室）、值宿室、备餐室等工艺辅助房间。

（1）调度大厅（调度室）。省级及以上等级电网调控中心一般设置一个电力调度大厅，一些水电资源较为丰富的网、省电力公司除设置电力调度大厅外，还设置水调大厅。此外，为提高电网容灾备灾的能力，一些网省级调控中心还要求设置单独的备调大厅。地区级调控中心除设置一个电力调度室外，通常还设置配网调度室。区、县一级调控中心通常设置一个电力调度室。

（2）设备间。通常情况下，调度大厅大屏幕后面需要留有大屏幕显示单元设备检修空间。此外，当自动化机房距离调度大厅较远时，部分调控中心还要求将大屏幕设备检修空间封闭兼做设备间，用于安装大屏幕控制设备和调度大厅使用的人机工作站主机设备。另外一种更好的方式是在紧邻调度大厅的位置设置独立的设备间，用来安装大屏幕控制设备和调度大厅使用的人机工作站主机设备。

（3）交接班室。交接班室作为交班值班人员和接班值班人员在一起进行工作交接、会商的场所，宜紧邻调度大厅设置，可与调度大厅连通或与调度大厅合并考虑，采用软间隔将其隔断分割为两个区域。交接班室通常兼做小型会议室，按照小型会商室布置。

（4）门厅和参观走廊。电力调度大厅是电力调度通信楼内的重要区域，应按照GB/T 50980《电力调度通信中心工程设计规范》要求和电网公司安全防护管理要求，强化安保措施。对调控大厅所在区域宜实行单独封闭安保监控，即在调控大厅与调度大楼其他区域之间设置物理隔离缓冲区，并在进入缓冲区的大门设置第一道门禁系统。为避免参观者影响调度监控人员正常工作，根据建筑条件，省级及以上等级电网调控中心可以考虑利用调度大厅举架高的特点，在面对大屏幕一侧和大屏幕的两侧设置单独的参观走廊。

（5）值宿室。调度大厅需要每天24h不间断值班，调度监控值班人员需要三班倒换、轮流值班。因此，调控中心需要为调度监控值班人员设置值宿室。

（6）备餐室。调度大厅值班人员值班过程中不能远离调度大厅就餐，因此，设计应按照“以人为本”的设计理念，在建筑条件允许的情况下考虑在邻近调度大厅的房间设置备餐室，方便值班人员用餐。

（7）活动区。调度大厅值班人员长时间坐在座椅上值班会导致身体上和精神上的疲劳，因此在建筑条件许可的情况下，应考虑在调度大厅内或相邻处设置活动区，值班人员可在不影响电网正常指挥调度情况下进行一些简单的活动锻炼。活动区宜与调度大厅一

并考虑设置。

2. 调度仿真培训及辅助房间

调度仿真培训及辅助房间主要由 DTS 演习室、DTS 导演室、DTS 观摩室三个功能分区组成，其中 DTS 导演室和 DTS 观摩室也可以合并考虑。

DTS 培训室模拟调度大厅环境，需要安装大屏幕、调度台设备。根据设备安装需要，还需考虑设置相应的设备间。

3. 自动化机房及辅助房间

自动化机房及辅助房间主要包括主机房、交流不停电电源室（UPS 电源室）、电池室、技术开发室或终端设备室、设备材料库和值班室。对于大型地调、省调及以上等级调控中心还应考虑设置独立的空调、新风设备室。

（1）主机房。自动化主机房用于安装电网自动化系统设备。一般情况下应统一设置一个主机房。根据管理需要，机房内可划分为若干不同设备摆放区域。例如，安全区Ⅰ设备区域、安全区Ⅱ设备区域、安全区Ⅲ设备区域，数据网及安全防护设备区。

（2）终端设备室（技术开发室）。设置终端设备室（技术开发室）的目的主要是实现人机操作与主机房分离。对于中小型地调，可设置供 10 人以下工作的面积较小的终端设备室用于系统维护。对于大型地调和省调及以上等级调控中心，应考虑设置可供 20 人左右同时工作，以及放置用于安装交换机和少量计算机主机设备机柜的技术开发室。

（3）自动化值班室。自动化值班室用于自动化系统设备和机房运行状况监控。自动化值班室内设置有自动化系统维护终端、机房动力环境监控系统终端和监控大屏幕。对于中小型地调，自动化值班室可与终端设备室合并设置。对于大型地调、省调及以上等级调控中心，则应设置独立的自动化值班室。

（4）UPS 电源室。UPS 电源室主要用于安装自动化系统设备供电所需 UPS 电源主机及输入、输出配电屏设备。根据调度通信楼基础设施运行统一维护管理要求，自动化 UPS 电源室也可以与信息中心 UPS 电源室合并考虑。

（5）电池室。电池室用于安放 UPS 电源系统供电蓄电池。应注意设置两间相互隔离的电池室分别安装两套 UPS 主机配套的电池以满足电力系统“反措”要求。

（6）设备材料库。调控中心自动化涉及的设备材料较多，且对于存放地环境有特殊要求，因此应考虑设置独立的自动化设备材料库。

（7）空调、新风设备室。当自动化机房规模较大时应考虑设置独立的空调、新风设备室。空调、新风设备室应紧靠主机房，在工艺配合阶段可与主机房统一考虑房间面积要求，并通过装修（装潢）设计，采用软隔断与主机房分割。

（二）信通中心工艺房间设置

信通中心工艺房间主要设置信息中心机房及其附属房间、通信机房及其附属房间。对于国家电网公司，省级及以上等级电网公司还要求设置信息、通信调度大厅（以下简称信调大厅）。

1. 信息中心机房及附属房间

信息中心机房及附属房间主要包括机房、电源室、电池室、设备材料库。对于大型机房还应考虑设置独立的空调室、新风室。

（1）主机房。信息中心机房主要用于安装电网公司信息系统设备，一般情况下可统一设置一个主机房。根据管理需要，机房内可划分为若干不同 IT 设备安装区域。例如，服务器设备区域、存储设备区域、综合布线设备区域、安全防护设备区等。

（2）不停电电源（UPS 电源）室。信息中心 UPS 电源室用于安装信息系统及应急指挥中心业务系统设备供电所需 UPS 电源系统的主机及输入、输出配电屏和配套空调设备。

（3）电池室。电池室用于安装信息中心 UPS 电源系统供电蓄电池。同样，应注意设置两间相互隔离的电池室分别安装两套 UPS 主机配套的电池。

（4）设备材料库。与调控中心自动化机房类似，信息中心也应考虑设置独立的设备材料库用于存放备品备件设备和材料。设备材料库宜靠近主机房设置。

2. 信息及通信系统调度运行监控中心及附属房间

随着电网公司信息化高速发展，电网公司各项生产经营的业务对信息系统的依赖性日益增强，为满足电网公司通信系统建设和信息化建设的需要，确保通信系统和信息系统安全、稳定运行，提升资源调配能力、故障处置能力、安全管控能力。大型地市级供电公司和省级及以上电网公司需建设信息及通信系统调度运行监控中心（以下简称信调中心），对通信系统、信息系统运行状况和机房基础设施运行状况进行集中监控。

信调中心工艺房间主要由信调大厅和设备室、会商室构成。其中，信调大厅是信息系统和通信系统运行调度监控值班场所，通常配置大屏幕；设备室用于安装大屏幕控制系统设备、监控用人机设备以及供电屏设备；会商室是信调中心内部会议以及与访问者进行交流的场所，根据需要，可兼做视频会议室。

除上述房间外，可根据要求设置供监控值班人员更衣、待班使用的备班室（交接班室）。

3. 通信机房

通信专业通常设置传输设备机房、交换机机房、通信电源室和电池室。一般情况下，通信电源蓄电池

不单独设置房间，而是与信息中心 UPS 系统电池共用一个电池室。

（三）应急指挥中心工艺房间设置

电网的安全运行与国家安全、经济发展、社会稳定和人民的正常生活密切相关。一旦出现电力生产重特大事故、电力设施大范围破坏、严重自然灾害等影响电力持续供应的突发事件，如果得不到及时、有效的处理，将造成极为严重的后果。

电网应急指挥中心是对有重大影响的电力突发事件进行综合应急处理的指挥场所，一般包括应急值班区域、应急指挥区域、会商区域、控制区域、接待区、设备区域等部分。

电网应急指挥中心场所除应满足日常应急管理和突发事件应急处理的需求外，还应满足应急培训、应急演练及基础支撑系统等对空间场地的要求。电网应急指挥中心场所应相对独立，根据实际情况，场所内部分区域可合并设置为一个区域。

1. 应急指挥大厅

应急指挥大厅是公司领导和有关部门应急指挥人员进行应急指挥的场所。大厅内主要设置应急指挥大屏幕、指挥席、参会席、技术支持席等。

2. 控制室

控制室主要用于应急指挥大屏幕及音频、视频设备的操作控制，以及应急指挥大厅内大屏幕显示内容和视频会议系统音频、视频信号的预监。室内主要安装操作台和预监电视墙。

3. 设备室

设备室用于安装应急指挥相关设备。

4. 应急会商室

大型地市供电公司和省级及以上电网公司应急指挥中心宜设置独立的应急会商室，其他中小型供电公司可不设独立的会商室。

5. 应急值班休息室

应急值班休息室是应急值班人员办公和休息的场所。

6. 接待室

接待室主要用于接待外单位人员及作为信息发布的场地，省级及以上电网公司应急指挥中心宜考虑单独设置，一般地市级供电公司及县、区、旗级供电公司不考虑设置独立的接待室。

（四）电力市场交易中心工艺房间设置

电力市场交易中心主要设置交易信息展示服务大厅和设备室，电力市场交易中心的业务系统主要设备宜安装在信息机房或自动化机房，设备室仅用于安装大屏幕控制系统设备。

（五）运营监测中心工艺房间设置

运营监控中心工艺房间设置类似于应急指挥中心房间设置，主要包括运营监测大厅、设备室、控制室和决策会商室。此外，根据业主要求和建筑条件，可增设独立监测室、互动体验室。

1. 运营监测大厅

运营监测大厅是运营监测（控）中心监测和展示区域，大厅内需配置大屏幕显示系统。

2. 决策会商室

决策会商室是运营监测（控）中心与相关业务部门及两级运营监测（控）中心之间的协同分析和协调会商，以及召开网络视频会议的场所。决策会商区需配置相应的显示屏、会议桌。

3. 独立监测区

根据要求可设置独立监测区，用于监测公司安全性要求较高的数据及信息。

4. 互动体验室

根据要求，可在运营监测（控）中心设置为参观者提供互动体验和展示的区域。

5. 设备室

用于安装所需配电柜、视频切换、调音台、集中控制、KVM、动力环境监控、工作站和 PC 机等设备。根据建筑条件，设备室可与控制室或其他机房合并。运营监测（控）中心的技术支持系统的服务器和工作站主机以及网络设备应安装在信息机房，不宜安装在设备室。

设备室制冷系统应保证设备全年 7×24h 安全、稳定运行。监测大厅大屏幕后如具备良好的散热和隔音条件，也可作为设备部署区。

6. 控制室

用于大屏幕显示内容和摄像机图像预监及视频会议系统和音视扩声设备的操作与控制，需配置监控台和监视屏。

7. 值班休息室

值班休息室是为满足运营监测（控）中心监测人员 7×24h 值班需求，提供人员休息和待班的区域。

（六）视频会议工艺房间设置

视频会议工艺房间包括视频会议室、设备室和控制室，其中，视频会议室设置数量和地点由公司自行确定，视频会议设备室应尽可能紧邻视频会议室，省级及以上电网公司应考虑多个视频会议室集中管理、控制。

（七）工艺机房布局及布置

1. 总体要求

工艺机房布局应根据电力调度、生产运行管理工艺流程需要和大楼建筑结构条件统筹考虑。机房应避免设置在顶层和地下室，并应尽可能避免朝南或朝西布置。另外，在满足运行安全性、可靠性的基础上，应尽量缩短设备间的电缆连接长度。对于监控大厅等

房间，室内不能有遮挡视线的立柱。

2. 机房总体布局

电力调度通信楼内机房较多，机房之间有较多的连接光缆、电缆等。且不同等级的电网公司机房面积差异较大，电力调度通信楼建筑结构、占地面积也不尽相同。因此，机房布局应根据大楼建筑具体情况进行设计。

（1）主机房。信息机房、通信机房和自动化机房可同层集中、相邻布置，也可上、下层布置。比较而言，上、下层布置更符合电网调度生产工艺流程特点，并且方便机房工艺管井（强、弱电井，新风井，空调管线井）的设置。

（2）电源室、电池室。电源室、电池室可同层相邻布置或分上、下层紧邻电缆竖井布置。由于电池室地面楼板需要具有较高的承重能力，电池室宜设置在大楼的一层或地下室，而电源室则可根据建筑条件邻近主机房设置或邻近电池室设置。

（3）空调设备室。规模较大的机房宜采用轻体隔断墙将机房分割为空调设备室和主机房，有利于气流组织优化、减小噪声、避免漏水而影响设备安全。

（4）新风机房/新风井。新风机房/新风井设置通常由建筑设计院统筹考虑设计，工艺设计一般只提新风量要求。

新风机房/新风井设置有以下两种方式：

1）工艺机房新风系统与大楼办公区域新风系统共用新风机房/新风井；

2）对于工艺机房专用新风井，新风机安装在工艺机房，具备条件时，多个机房可共用一个新风井。新风机房/新风井应尽可能靠近机房设置，避免新风管道穿过公共区域。

（5）空调管井设置。单元式机房空调（风冷空调和乙二醇空调）需要设置空调冷媒管井，管井应靠近机房设置。

（6）运行维护值班室。机房的运行维护管理应按照人机分离的原则考虑，根据建筑条件设置，不必强求与机房邻近设置。

3. 机房机柜布置

机房气流组织是否合理是机房节能设计的重要环节，而机房设备机柜布置方式是机房气流组织主要影响因素之一。

（1）机柜布置设计的基本原则：

1）机柜应采用面对面、背对背的方式。

2）机柜安装位置应根据防静电地板铺装方式确定，尽量避免安装在两块地板中间。

3）机房内应留有设备搬运通道，通道宽度不应小于1.5m。

4）一般情况下，一列机柜的长度不宜超过6m。

（2）除应满足上述基本原则外，机房设备布置设计还需要注意以下要点：

1）空调与设备机柜间的距离除需满足设备维护需要外，在下送风的情况下，应避免设备机柜与空调距离过近，另外在冷通道或热通道不做封闭时应避免功率密度较高的机柜布置在送风情况较差的地方；

2）超高功率密度机柜宜集中布置，并使用列间空调制冷；

3）对于机柜功率密度较高或功率密度分布差别较大的机房宜采用CFD仿真软件进行气流组织仿真验证，并根据CFD仿真结果，调整机柜布局，避免出现热点；

4）新风系统设备在布置时应考虑新风过滤器维护更换方便和新风管道的布局，可将其布置在独立的新风机房与新风井相邻；也可以布置在空调机房内；

5）强电、弱电布线宜分别采用地板下走线与上走线的方式，并应根据地板高度、房间面积、送风距离对地板下布线槽的布置进行优化。

4. 电力调控大厅

电力调控大厅作为电网生产运行管理指挥中心，是电力调度通信楼中最重要的监控类大厅，要求具有较大的面积、宽敞的空间，且不能有遮挡视线的立柱。因此，调控大厅通常需要设置在建筑物的顶层，在建筑结构上需要特殊设计。

调控大厅的布置通常以大屏幕为主体，并根据调度台席位设置数量，按照人机工程学原理确定。

当调度台分排布置时，分排调度台之间距离不宜小于3.0m，调度台距离墙的距离不应小于1.0m。

调度大屏幕背后应留有检修通道，通道宽度应根据大屏幕检修需要确定，当采用DLP显示设备时，检修通道的宽度不应小于1.0m。

5. 应急指挥中心

应急指挥中心场所应满足日常应急管理和突发事件应急处理的需求，还应满足应急培训、应急演练及基础支撑系统设备安装等对空间场地的需求。

应急指挥场所平面布局应符合下述原则：

1）应急指挥场所的位置应远离噪声源，并方便参会人员迅速到达应急指挥场所；

2）技术支持区宜与应急指挥区相邻，应能清晰接收指挥区所发布的命令；

3）设备间宜与应急指挥大厅相邻，最大限度地减少线缆敷设长度；

4）在应急指挥场所附近宜设置人员休息、饮水场所和卫生间等公共用房。

6. 电力市场交易中心

电力市场交易中心需要面向社会，因此当交易中心设置在电网公司调度通信楼时，一般应设置在大楼

一层，并需与大楼其他区域隔离。

7. 运营监测（控）中心

运营监测（控）中心的设置对于楼层没有特殊要求，但是运行监测大厅要求具有较宽敞的空间，并且不能有遮挡视线的立柱。由于需要安装大屏幕，运行监测(控)大厅房间的层高要满足大屏幕安装的需要。运营监测（控）中心决策会商室、控制室、设备间、独立监测室、互动体验室等其他工艺房间也应围绕监测大厅相邻布置。

8. 视频会议室及附属房间

调度通信楼通常需要设置多个视频会议室，如国家电网有限公司要求省级调度通信楼内应设置至少五个视频会议室。

一般情况下，视频会议室可分散设置在各个不同楼层。单层建筑面积较大的调度通信楼也可以将视频会议室集中设置在大楼的某一楼层，形成视频会议中心。视频会议中心所在楼层不宜过高，应尽可能设置在2～3层。

由于省级及以上调度通信楼视频会议室数量较多，应考虑对视频会议室进行集中监视、统一管控。

（八）建筑及结构工艺要求

工艺设计对建筑设计单位提出的建筑及结构工艺要求主要包括：房间面积、层高（净高）、地面荷载、工艺竖井、设备出入通道及其他要求等方面。

1. 房间面积要求

（1）机房、设备室面积应根据设备安装及维护需要确定，设计时应考虑留有一定的扩展余地。通常情况下，主机房的使用面积可按照下式计算

$$A=k\sum S \tag{24-1}$$

式中　$A$——机房使用面积，$m^2$；

$k$——系数，取值为5～7；

$S$——机房内设备机柜的投影面积，$m^2$。

式（24-1）中机柜数量估算可以根据同类工程经验，并适度考虑扩充需要。

（2）调度大厅等监控大厅类房间面积主要取决于大屏幕规模、调度监控席位数量及岗位职责分区设置等因素。上述因素与电网规模和电网公司运行管理体系密切相关，因此不同等级的电网公司监控大厅类房间的面积要求不同。

县、区、旗级电力调度大厅面积一般不小于150$m^2$；地市级电力调度大厅面积一般不小于300$m^2$；省级及以上电网调度大厅面积一般不小于500$m^2$。

（3）会议室类房间面积应按如下原则考虑：

1）一般情况下，视频会议室的面积应根据参加会议的总人数和显示系统设置方式确定，当会议室显示系统设备采用平板电视或投影设备时，会议室面积可按照每人平均面积不小于2.2$m^2$计算，当会议室设置拼接大屏幕系统时，会议室的面积应在上述面积估算基础上增加大屏幕系统设备安装所需空间，并根据人机工程学原理，考虑参会人员与大屏幕之间的最小空间距离；

2）按照业主企业标准对于视频会议室设置的相关规定确定会议室面积。

2. 层高（净高）要求

层高通常指房屋建筑地面楼板与天棚楼板之间的距离，净高通常指房间装修后的地面与吊顶之间的距离。影响层高、净高规划的主要因素有空调送回风方式、新风管道和布线方式。

（1）机房、设备室层高（净高）要求：

1）层高要求。除电池室外，机房和其他设备室层高主要根据装修方式、空调送风方式、新风管道设置方式、布线方式及面积确定。机房空调下送风、上回风方式是制冷效率最高的一种空调气流组织方式，也是电力调度通信楼机房空调系统采用最多的设计方案。此时，从机房节能设计的角度考虑，大梁和引入新风的风道就成为机房层高的最大制约条件。

对于省级及以上新建调度通信楼工程，机房层高建议按照不小于5.5m考虑。对于地市级调度通信楼工程，其机房面积较小，所需新风管道厚度相对减小，因此层高要求也可相对减小。一般情况下，可按照不小于5.1m考虑。对于电池室而言，由于其设备安装支架高度较低，一般房间均可满足要求，因此无需提出层高要求。

2）净高要求。当机房面积较小，且空调采用下送风或直吹方式、布线采用下走线方式时，机房净高不宜低于2.6m；当机房内布线采用“单层”布线桥架上走线方式时，机房净高不宜低于2.8m；当机房面积超过200$m^2$时，机房净高应不低于3.0m。

（2）电力调度大厅层高（净高）要求。电力调度大厅是电力调度楼中对层高（净高）要求最高的房间。由于监控大厅类房间的暖通、消防均由大楼本体建筑设计院负责，因此，工艺要求只需提供净高要求即可。

1）对于省调及以上电力调度大厅，房间净高可根据房间面积的大小和大屏幕规模要求，按照6.5～7m考虑，计及空调、消防管道、照明灯具及走线槽等设施的布置需要，房间层高可按照9～11m考虑。

2）对于地调一级电力调度大厅，房间净高可根据房间面积的大小和大屏幕规模要求，按照4.5～5m考虑，计及空调、消防管道、照明灯具及走线槽等设施的布置需要，房间层高可按照6～7m考虑。

3）对于县、区、旗一级电力调度大厅，房间净高可按照4.2～4.5m考虑，计及空调、消防管道、照明灯具及走线槽等设施的布置需要，房间层高可按照5.5～6m考虑。

（3）应急指挥大厅层高（净高）要求。

1）省级及以上电网应急指挥大厅配置的大屏幕规模通常可按照布置3层60寸DLP拼接大屏幕或4层60寸液晶拼接屏考虑，因此其净高可根据房间面积的大小按照4.5～5m考虑，计及空调、消防管道、照明灯具及走线槽等设施的布置需要，房间层高可按照5.5～6m考虑。

2）地区一级电网应急指挥大厅配置的大屏幕规模相应要小一些，通常可按照布置3层55寸或60寸液晶拼接屏考虑，其净高可根据房间面积的大小按照3.5m考虑，计及空调、消防管道、照明灯具及走线槽等设施的布置需要，房间层高可按照4.2～4.5m考虑。

（4）DTS仿真培训室、运营监测大厅、信息通信调度监控大厅层高（净高）要求：DTS仿真培训室、运营监测大厅、信息通信调度监控大厅可按照布置2层DLP大屏幕或3层55寸或60寸液晶大屏幕考虑，净高要求不宜低于3.5m。

（5）交易大厅层高（净高）要求：交易大厅通常布置在一层，其层高主要取决于一楼大厅层高，通常情况下，一楼工艺设计无需考虑层高要求，但需要注意层高过高时，装修设计吊顶需要特殊考虑。

（6）视频会议室层高（净高）要求：对于需要安装拼接大屏幕的视频会议室，房间的层高（净高）可参照监控大厅类房间设计考虑。对于没有拼接大屏幕的视频会议室，可根据会议室面积适当降低，但其房间中部净高要求不宜低于3.5m。

3. 地面荷载要求

（1）自动化机房、信息机房、通信传输设备机房、程控交换机房的地面活荷载均按10kN/m$^2$考虑。

（2）电源室地面活荷载可按照10kN/m$^2$考虑。

（3）蓄电池室地面荷载应根据电池质量及叠放方式确定，一般情况下，电池可按照三层卧放布置方式考虑，其地面活荷载按10～20kN/m$^2$考虑。

（4）应急指挥中心设备室地面荷载可按照8kN/m$^2$考虑，视频会议系统设备室地面活荷载可按照6kN/m$^2$考虑。

（5）电力调度大厅、DTS仿真培训室，应急指挥大厅等需要安装大屏幕的监控大厅放置大屏处承重均按照地面平均活荷载4.5kN/m$^2$考虑。

4. 工艺竖井要求

由于工艺机房进出电缆、光缆较多，通常情况下需要设置工艺专用强、弱电竖井。其中，强电竖井主要用于布放工艺用电源设备室至各机房、设备室的UPS电源电缆以及–48V直流电源电缆；弱电竖井主要用于布放工艺系统机房、设备室之间互连的光缆、网线。

一般情况下，楼内需要设2个工艺专用的强电和弱电竖井，以确保进出机房的光缆和电缆能够通过不同路径互连。

此外，根据综合布线需要，部分弱电井还可兼作楼层综合布线管理间。

5. 设备出入通道要求

通往工艺机房和设备间的通道，包括货梯、走廊的宽度及门的尺寸应满足大件设备（如空调、UPS设备）的运输要求，一般情况下建筑入口至主机房的通道净宽不应小于1.5m。设备进出的大门应为双扇门，其洞口尺寸一般不小于1500mm（宽）×2300mm（高）。

6. 其他要求

其他要求包括工艺房间地面荷载、设备出入大门尺寸以及房间内空间无遮挡要求、地面楼板降板处理、房间隔音、降噪处理等。

（1）空间无遮挡要求。调度大厅等监控大厅类房间以及视频会议室除满足面积和净高要求外，还要求房间内无遮挡视线的立柱。

（2）地面降板（活动地板下高度）要求。工艺房间活动地板下高度应根据空调地板下送风要求和地板下布线要求确定。对于新建电力调度通信楼工程，工艺房间地面楼板通常要求建筑进行降板处理，使得活动地板安装后机房地板标高能够与走廊地面标高保持一致，方便设备搬运和人员进出。

受建筑条件的限制，电力调度通信楼机房地面楼板降板一般不大于500mm。对于现有建筑机房改造工程，活动地板的高度应根据建筑层高条件和机柜功率密度确定，高度不宜低于400mm。在活动地板高度小于或等于400mm情况下，机房内有可能出现热点。此种情况下，应采用CFD仿真软件进行仔细的评估，并应注意避免将设备安装在热点的机柜内。

当机房所处区域相对独立时，可采取抬高机房所在区域走廊地面标高的方式，达到提高机房活动地板下高度的目的。

当活动地板下空间仅用于布线时，根据布线量大小，工艺房间活动地板下高度可按照200～300mm考虑。对于机房，地板下高度不宜低于300mm。

（3）隔音、降噪要求。监控大厅类房间和视频会议室对于噪声极为敏感，此类房间需要安静的环境，应采取较为严格的隔音和降噪措施，主要包括：

1）房间与外界隔墙应采用实体墙；

2）选择合适的空调、通风设备和风口，使其运行产生的噪声符合相关规程规定要求。

3）墙体和吊顶装修采用吸音或隔音材料，地面铺设地毯。

（4）防尘要求。工艺机房和设备室都有较为严格的防尘要求。要满足机房和设备室防尘要求，需要通过新风设计和装修设计两个环节实现。

（5）防雷要求。机房防雷设计与建筑物防雷设计密切相关，因此工艺设计单位应向大楼建筑设计院提出相应的机房防雷接地要求。

（九）装修（装潢）设计

电力调度通信楼工艺机房、设备室、调控大厅、应急指挥大厅、视频会议室、控制室等主要工艺房间的装修（装潢）设计既可由承担工艺设计的设计单位承担，也可由其他专业的装潢设计单位负责。当装修（装潢）设计由其他设计单位负责时，工艺设计单位需要在工艺配合设计阶段向装潢设计单位提出各工艺机房的装修（装潢）工艺要求。

1. 机房装修

机房、设备室类装修（装潢）设计的主要内容包括：机房保温处理；防尘处理；机房内软隔断分割及地面、墙面、柱面、天棚装潢；等电位网络及屏蔽、接地处理；设备安装基础支架安装。

（1）围护保温处理。机房围护保温处理是机房装修设计的基本环节，其主要目的是防止由于气候变化影响机房内的温度控制。通过围护保温处理，可降低围护结构传热系数，从而提高机房围护保温性能，实现冬季保温、夏季隔热，防止机房出现结露现象，并避免夏季外界热量传导至机房内造成机房空调负荷加大，浪费能源。

机房是否进行围护保温处理应根据不同地区环境条件区别对待。对于寒冷地区和严寒地区，机房墙体装修主要考虑保持机房洁净需要，不需要考虑进行保温处理；对于夏热冬冷和温暖地区应作具体分析、计算；对于高温、高湿地区，机房围护保温设计对于减少机房空调负荷及除湿带来的损耗则非常重要。

1）墙体保温设计。机房内墙面保温可结合墙面装潢设计统一考虑。一般情况下，可采用内衬防火石膏板的内墙彩钢板，既满足防火、保温的需要，又起到很好的防尘、隔音、防静电及装饰的作用。

机房内墙彩钢板由 0.6～0.8mm 厚的热镀锌钢板和 12mm 厚的防火石膏内衬板所组成，表面采用含有导电成分的硬化多元聚酯涂料喷涂，表面电阻率为 106～108Ω/m$^2$，具有防静电、防尘、防潮、防霉、隔音功能。

机房彩钢板符合国标 A 级装修材料标准，满足机房建设装修的防火要求。

装修设计应注意对新风、空调管道和布线槽安装后留下的孔洞用防火材料进行封堵，以防止冷（热）量和灰尘的渗透。

此外，在安装内墙彩钢板之前，应采用防尘漆粉刷四周墙壁以阻止气体通过墙体渗透。

2）门窗保温处理。采用气密性好的钢制防火门以减少冷（热）量渗漏。

窗户的保温一般采用在窗户的机房内侧加装铯钾玻璃密封方式解决，一方面可以增强保温性，另一方面可以满足防火需要。此外，窗户应加装遮光窗帘以阻挡太阳辐射传热。

大窗户、玻璃幕墙对机房防结露和节能极为不利。玻璃的传热系数非常高，导致冬季易结露，夏季易从外界传导入热量增加空调负荷。因此，当机房面朝南向和西向，且存在大面积玻璃窗或玻璃幕墙护围时，应考虑对机房区域采用软隔断进行无窗密闭，以阻隔太阳辐射和外界空气热传导。

3）地面楼板保温设计。当机房空调采用下送风方式，并且机房下层设有机房或其他房间时，机房需要考虑采取地面保温措施以避免冷量流失或者导致下层房间天棚楼板出现结露现象。

地面保温处理通常采用在机房地面上铺设保温层实现，保温层厚度一般为 30～40mm。目前，常见的地面保温处理方式主要有以下五种方案：

方案一：在地面铺装保温板，在保温板上加装 5mm 厚的铝箔。

方案二：在地面铺装保温板，然后在保温板上铺盖铁丝网及 25mm 厚水泥，水泥上涂防尘漆。

方案三：采用保温水泥，上铺设瓷砖。

方案四：在地面铺装保温板，保温板上覆盖不锈钢板。

方案五：在机房楼板下方（机房下层房间棚顶）铺设或喷涂保温材料。

方案一在设备安装、接线及运行维护过程中，铝箔易受损脱落，被空调吹入设备或机房空间内，对设备产生不利影响；方案二和方案三减小了地板下静压仓空间高度，降低空调冷却效率；方案五缺乏可用的保温材料。目前已有的室内保温材料燃烧性能等级都较低，遇火易燃烧，且易产生毒气，危害人类健康，因此不宜采用；方案四造价虽然较高，但避免了其他方案的缺点。因此，现阶段工程中宜采用方案四。

4）天棚楼板保温设计。通常情况下，工艺设计不需要考虑对机房内天棚楼板做特殊保温处理。

5）保温材料选择原则。保温材料应按照如下原则选择：①机房装修材料应选用气密性好、不起尘、易清洁、符合环保要求、在温度和湿度变化作用下变形小、具有表面静电耗散性能的材料。不得使用强吸湿性材料及未经表面改性处理的高分子绝缘材料作为面层；②符合 GB 50222《建筑内部装修设计防火规范》对装修材料燃烧性能的要求。③导热系数低。④吸水率低或不吸水；⑤具有足够的强度；⑥便于施工。

（2）机房防尘处理。机房装修工程机房防尘处理的具体方法如下：

1）采用防火材料对墙体上各种孔洞、线槽进行

封堵；

2）墙体、立柱和天棚在安装装饰墙板和天花板前刷不少于三遍的防尘漆；

3）地面铺设地坪漆，或采用瓷砖、不锈钢板等覆盖保温层；

4）墙面内墙彩钢板上、下应采取封堵措施，避免气流在墙体与装饰板之间的空隙中流动。

（3）室内装潢设计。室内装潢设计包括如下内容：

1）机房内软隔断。根据设备布置、气流组织以及降噪需要，机房内可采用轻钢龙骨、内墙彩钢板或防火玻璃做轻质隔断墙，将机房分割为不同区域，如空调机房和主机房。

2）地面装饰。工艺机房地面装饰应采用防静电活动地板，新建大楼机房装修后最终的地板平面标高宜与走廊地平面标高一致。对于已有建筑内的机房建设，可通过在机房内入口处设置二到三级台阶解决室内外地平面高差问题。

3）墙面、柱面装饰。机房内墙面和柱面宜采用内墙彩钢板进行装饰。在墙面与地板连接处安装 60mm 或 80mm 高度的不锈钢或彩钢板踢脚线。

4）天棚装饰。机房天棚装饰有以下三种常用方案：

方案一：楼板和各种管道刷黑色防尘漆，不做吊顶；

方案二：楼板和各种管道刷黑色防尘漆，采用网格天花吊顶；

方案三：楼板刷防尘漆，采用铝扣板或钢板天花及挂板天花吊顶。

当空气调节系统采用下送风、上回风气流组织方式时，宜采用方案三，并且宜在热通道上方采用挂板天花、实现自然回风，不宜采用铝扣板或钢板天花安装回风口方式。

当机房采用封闭冷通道气流组织方式时，可采用方案一或方案二。

（4）等电位网络及屏蔽、接地处理。对于设计规范要求不一致情况，工程设计中宜按照高标准执行。主要包括：

1）在地板下沿墙四周设置环形接地母线，并与设置在建筑立柱上的楼层均压网镀锌钢板预埋件以及垂直接地干线镀锌钢板可靠连接；

2）在防静电活动地板下设置工艺系统等电位连接网络；

3）将等电位连接网络与工艺竖井内所在楼层的接地干线汇接铜排互连；

4）在防静电活动地板支架下设置铜箔将防静电地板互连，并与机房内环形接地母线多点互连；

5）将吊顶天花龙骨、内墙彩钢板、金属槽道、设备基础等与机房内的环形接地母线连接。

（5）设备安装基础支架设置。设备安装基础支架宜由装修公司统一制作、安装。基础支架应根据承重要求和设备机柜、机架基础尺寸及固定要求，采用角钢制作，并采用六面体结构。

2. 监控大厅类房间装修技术要求

（1）色调柔和、协调，具有良好的视觉效果。

（2）室内装饰选用材料应符合 GB 50222《建筑内部装修设计防火规范》和 GB 50325《民用建筑工程室内环境污染控制规范》的有关要求。

（3）吊顶、墙面的装饰应全部或部分采用吸音和避免眩光材料。

（4）地面的装饰应采用宜清洗、防静电、吸音材料，宜采用网络地板覆盖块状防静电办公地毯作为地面装饰。

（5）装潢材料宜以自然材质为主，并充分考虑环保因素。

3. 应急指挥大厅及视频会议室装修技术要求

应急指挥大厅和行政视频会议室对于声场和摄像效果有着较为严格的要求，其装修除应满足监控大厅类房间装修要求外，还应满足下述要求：

（1）墙面装饰色调宜以浅中色为主，双色搭配，不应采用黑色或白色作为背景色，避免对人物摄像产生光吸收或光反射等不良效应。

（2）应满足语言清晰和声场均匀的声场环境要求，并应避免出现聚焦、共振、回声、多重回声和颤动回声等缺陷。窗户应采用具有吸音效果的隔光窗帘，窗帘材料应为阻燃型材料。

（3）应满足 GB/T 50356《剧场、电影院和多用途厅堂建筑声学技术规范》中对多用途厅堂的混响时间要求。

4. 控制室装修技术要求

应急指挥中心、行政视频会议系统均设置有控制室，分别用于应急指挥大厅和行政视频会议室大屏幕系统、音频和视频系统设备的操作与控制。

控制室内主要设置有预监电视（监视器）或多台电视（监视器）构成的电视墙和监听音箱。

控制室的装修宜简单、明快。地面涉及大量布线，应采用活动地板或采用网络地板+防静电地毯；墙面可采用内墙彩钢板或乳胶漆饰面；顶棚可采用矿棉板或金属吸音板天花吊顶；灯具可采用格栅灯。

## 二、电气配合设计

电气部分工艺配合设计，主要根据供电可靠性要求，确定工艺系统市电供电方案，包括供电回路数、供电容量、供电方式（电缆、母线）；工艺房间照明要求，包括照度、灯具要求。

（一）供电可靠性要求

工艺系统交流供电主要有 UPS 电源系统和直流电源系统用电以及机房空气调节系统用电两大部分。工艺系统交流供电可靠性应满足 GB 50052《供配电系统设计规范》中对一级负荷中特别重要的负荷供电可靠性要求。

（1）工艺系统两大部分的交流供电电源应满足来自两个及以上不同变压器电源，当一路电源故障时，另一路电源仍能不中断供电。

（2）工艺机房的 UPS 电源系统负荷、直流电源系统负荷与空气调节系统负荷宜分开设置。

（3）重要地市级和省级及以上电力调度通信楼应设置移动式发电车接口或柴油发电机，当市电供电电源中断后，迅速启动对工艺系统供电，启动时间不大于 10s。

（二）供电容量要求

工艺系统电源容量应根据工艺系统 UPS 电源、直流电源和空气调节系统设备配置容量确定。

（1）两路交流电源中任何一路电源的容量均应能够满足工艺系统电源或空气调节系统的全部负荷需求。

（2）柴油发电机容量应满足工艺系统电源的基本容量、空调调节系统的基本容量及工作照明负荷容量需要。

（3）供电线路导体载流量应留有一定的裕度。

（三）接线形式及供电方式

（1）工艺机房低压配电系统应采用 TN-S 系统。

（2）供电负荷容量在 500kV•A 及以上时，宜采用封闭母线供电。

（四）照明要求

（1）工艺房间内宜选用高效节能光源作为主要的光源，光效不小于 80lm/W，显色性指数（Ra）大于 80。

（2）监控大厅类灯光照明应能够分场景、分区域控制。调控大厅宜采用智能照明控制方式。

（3）应急指挥大厅和视频会议室光源应根据装修材料主色调，选择色温 3200K、4500K 或 5600K 的三基色灯。参会人员座席所在区域的平均照度应满足摄像需要，一般不应低于 600lx；屏幕区域照度不应高于 80lx，避免产生眩光；其他区域平均照度不应低于 500lx。

（4）机房照明配电输入回路应配置智能电能表。

## 三、暖通、给排水、消防配合设计

（一）采暖、通风要求

1. 监控大厅及视频会议室

调控大厅、应急指挥大厅、视频会议室、控制室等监控大厅类和会议类房间空调宜与大楼其他办公房间共用大楼集中空调和新风系统。对于无集中空调的大楼，宜采用多联机空调。

应急指挥中心及视频会议室空调、新风设备（包括风口）运行所产生的噪声级应不大于 40dB（A），空调、新风风口气流流速不宜大于 1.5m/s，新风量每人不应小于 $18m^3/h$。

2. 机房、设备间

机房应采用机房专用精密空调，设备间宜采用机房专用精密空调。当设备间采用机房专用精密空调困难较大时，也可采用多联机空调。

3. 弱电间

当弱电间配置较多的布线交换机设备及其他电气设备时，应考虑设置空调设备，宜选用多联机空调。

（二）给排水要求

机房、设备间需布设空气调节设备加湿所需供水管路，还需要布设排水管连接地漏，用于排除凝结水或空调给水管路泄漏出的水。大楼建筑工程建设期间可在主管道预留好工艺机房所需上、下水管连接三通或将上水管接至机房。

（三）消防要求

（1）电缆沟、竖井及进入机房的线槽、预埋管等应在入口处采用与墙体耐火等级相同的防火材料进行封堵。

（2）机房和重要设备室应采用气体灭火系统或细水雾灭火系统，宜采用气体灭火系统。省级及以上大楼机房和设备室宜采用有管网气体灭火系统，地区级调度通信楼机房和设备室可采用无管网气体灭火系统。

（3）大屏幕设备间宜采用细水雾灭火系统（水质特殊地区除外），也可采用水喷淋灭火系统，而不宜采用气体灭火系统。

（4）其他工艺房间灭火系统配置与办公房间相同。

（5）室内应设置烟感探头，并接入大楼火灾自动报警系统。

（6）机房出入大门内侧上方应设置安全出口标志和应急照明灯具。

## 四、场地安全

（一）机房安全

机房包括重要的设备室应按照安全等级 A 级设计，设计的主要原则如下：

（1）防水设计要点。

1）机房应避免设置在厨房等需要大量用水的房间下方，并应避免与机房无关的水管穿越机房；

2）应避免机房、设备室空气调节设备的冷却水管在设备安装区域上方穿越；

3）使用水的设备周围应设置漏水检测、报警设备；

4）漏水隐患区域地面周围应设置挡水坝，并根据建筑条件设置地漏；

5）机房内的水管、新风风管应有可靠的防渗漏和防结露措施；

6）设置在一层或地下的机房应考虑防水淹的技术措施；

7）主机房设有地漏时，应采用洁净式专用地漏或自闭式地漏，地漏下应加设水封装置，并应采取防止水封损坏和反溢措施。

（2）防火设计要点。

1）地市级及以上电网公司机房与其他房间之间隔墙的耐火等级不应低于一级，耐火极限不低于2h；大门应采用甲级A类隔热防火门，窗户应加装铯钾玻璃密封，门、窗的耐火性能（隔热性和完整性）不低于2h。

2）机房使用装饰材料的燃烧性能等级应达到A级标准。

3）面积大于100m$^2$的机房，安全出口不应少于2个，且应分散布置。面积不大于100m$^2$的主机房，可设置1个安全出口，并可通过其他相邻房间的门进行疏散。

4）大门应向疏散方向开启，且应自动关闭，并应保证在任何情况下都能从机房内开启。

5）新风系统应设置防火阀，能够在新风系统断电后自动关闭。

6）应设置火灾自动报警设备，并通过机房动力环境监控系统与空气调节设备实现联动。

（3）安防设计要点。

1）大门应设置门禁，接入机房动力环境监控系统或大楼安防视频监控系统，宜按照接入大楼安防视频监控系统设计；

2）机房两扇大门控制器应独立设置；

3）机房内应设置视频监控设备，接入机房动力环境监控系统或大楼安防视频监控系统，宜按照接入大楼安防视频监控系统设计；

4）视频监控摄像机布点应满足出入大门监控、房间防火视频监控要求，在此基础上，可根据设备操作监控需要增设监控摄像机；

5）视频监控应采用网络数字式摄像机，宜采用网络高清摄像机；

6）应采取防鼠害和防虫害措施。

（二）调控大厅安全

电力调控大厅是调度大楼重点部门，其安全防范要求比机房等其他房间更为严格。其安全要求主要考虑防火安全和安防安全。

1. 防火设计

（1）与其他房间之间隔墙的耐火极限不低于2h；大门应采用A类隔热防火门，耐火性能（隔热性和完整性）不低于2h。

（2）吊顶和墙面使用的装饰材料的燃烧性能等级应不低于B1级，宜采用A级；地面装饰材料的燃烧性能等级应不低于B2级，宜采用B1级。

（3）应设置火灾自动报警设备。

（4）大厅及大屏幕间不得采用气体灭火。

（5）大厅安全出口不得少于2个，且应分散布置。

2. 安防设计

（1）大门应设置门禁，并应考虑设置两道门禁。

（2）大门宜设置视频监视摄像头，使得调度大厅内的人员能够看到门外要求进入大厅的人员图像。

## 五、防雷及静电防护接地

按照GB/T 50980《电力调度通信中心工程设计规范》规定，省级、自治区、直辖市及以上电力调度通信大楼应按二类防雷建筑物进行建筑防雷设计；省辖市级电力调度通信大楼应按三类防雷建筑物进行建筑防雷设计。

（一）一般要求

（1）电力调度通信大楼工艺系统的防雷与接地设计应符合GB 50343《建筑物电子信息系统防雷技术规范》和GB 50689《通信局（站）防雷与接地工程设计规范》的有关规定。为确保工艺系统设备的正常工作、人员的人身安全、抑制电磁干扰，机房、设备室必须采取等电位连接与接地保护措施。

防雷主要是通过等电位来实现，能否做到点点等电位、处处等电位，是保证人身安全和电子信息系统设备安全的关键所在。

接地是指工艺系统设备正确运行所需的与大地的连接（工作接地）、用以保护人体免受电击的设备外壳与大地的连接（保护接地）和保护人体和设备免受雷击伤害所需的与大地的连接（防雷接地、屏蔽接地），以及上述三种接地系统之间的关系。

（2）电力调度通信大楼应采用联合接地方式，接地电阻宜不大于0.5Ω。联合接地是指将大楼内工艺系统的各种接地方式，包括设备的工作接地、保护接地、屏蔽体接地、防静电接地等和建筑物金属构件以及建筑防雷接地装置、防雷器保护接地连接在一起，共用建筑物的基础接地体和外设接地系统的一种接地方式。

（3）工艺房间的每层均利用梁内或楼板内钢筋相互焊接，构成均压网，并与大楼外圈防雷引下线牢固焊接。

（4）工艺竖井内应设置至大楼联合接地体的垂直

接地干线，与接地网及每层建筑楼板均压网可靠焊接，每层均应设置铜制汇接端子板。其中，强电竖井内设置 1 根，可采用截面积不小于 120mm$^2$（厚度不小于 3mm）的镀锌钢板；弱电竖井内设置 2 根，可采用截面积不小于 300mm$^2$（厚度不小于 5mm）的铜排。

（5）在工艺机房内每根建筑立柱外距地面高度 200mm 及以下处，应预留连接楼层均压网的镀锌钢板预埋件以及垂直接地干线镀锌钢板，以供与工艺机房接地环形接地母线连接。

（6）机房内所有设备和金属材料必须采用等电位连接和接地措施。

（7）机房内宜按照保护性接地和功能性接地需要分开设置等电位连接网格或接地环网。

（8）机房市电电源进入机房处应加装防雷器。

（二）等电位连接网格

（1）机房内应在防静电活动地板下设置 IT 设备专用等电位连接网格。等电位连接网格应采用截面积不小于 120mm$^2$（厚度不小于 3mm）的铜排，依据设备机柜布局，构成边长不大于 3m 的矩形网格。等电位连接网格导体可采用焊接、熔接或压接方式进行连接。对于面积较小或只设有一排机柜的设备室，无需单独设置等电位网，可采用截面积不小于 16mm$^2$ 的多股铜线将机柜内设置的等电位连接铜排互连。

（2）等电位连接网格应与地面以及其他导体隔离。

（三）环形接地母线

机房内应采用截面积不小于 90mm$^2$ 铜排或 120mm$^2$ 的镀锌扁钢在地板下沿墙四周设置环形接地母线，并应以焊接方式与设置在建筑立柱上的楼层均压网镀锌钢板预埋件以及垂直接地干线镀锌钢板可靠连接。

（四）等电位连接

（1）工艺竖井内的金属槽道，节与节之间应电气连通，并且每层与接地端子就近连接一次。

（2）机房吊顶天花龙骨、内墙彩钢板应通过截面不小于 16mm$^2$ 的多股铜线就近与机房内的环形接地母线连接。

（3）机房内的设备基础支架、线槽均应电气连通，并采用截面积不小于 16mm$^2$ 的多股铜线作为接地线就近与机房内环形接地母线连接，连接点应不少于 2 点。

（4）防静电活动地板支架下应设置截面积不小于 25mm$^2$（25mm 宽×1mm 厚）的铜箔将防静电地板互连，并采用截面积不小于 16mm$^2$ 的多股铜导线作为接地线与机房内环形接地母线多点互连。

（5）机柜内设备应采用截面积不小于 4mm$^2$ 的多股铜线作为接地线连接到本机柜内的接地汇流排，然后采用截面积不小于 16mm$^2$ 的多股铜导线作为接地线就近连接到等电位连接网络铜排。

（6）应采用截面积不小于 35mm$^2$ 的多股铜线作为接地线，并至少通过 2 点将等电位连接网格与工艺竖井内所在楼层的垂直接地干线汇接铜排互连。

（7）接地线与等电位网格、垂直接地干线楼层接地汇接端子板之间应采用螺栓连接，连接处应进行热搪锡处理。

（8）接地线应与其他导体绝缘，并在穿墙处使用套管保护。

## 六、电磁屏蔽

（一）实现方式

电磁屏蔽有电磁屏蔽机柜、电磁屏蔽室两种实现方式。

（1）电磁屏蔽机柜方式适用于设备数量较少、设备发热量不高、对环境温湿度条件要求较低的场合；

（2）电磁屏蔽室方式适用于需要屏蔽设备数量较多、对环境温湿度要求较严格的场合。随着国家对 IT 系统安全性重视的日益提高，需要考虑在机房内建设电磁屏蔽室。

（二）电磁屏蔽室建设要求

（1）电磁屏蔽室的建筑面积应满足自动化系统安全区 I 设备的安装需要，面积宜不小于 50m$^2$。

（2）电磁屏蔽室的性能指标应依据国家相关标准执行，电磁屏蔽效能应不低于 C 级，电场屏蔽衰减指标应大于 120dB。

（3）电磁屏蔽室应采用焊接式结构形式。

（4）电磁屏蔽室的接地宜采用共用接地装置形式。

（5）电磁屏蔽室内应设有线电话，并宜设置在大门旁。

（6）屏蔽门、滤波器、波导管、截止波导通风窗等屏蔽件，其性能指标不应低于电磁屏蔽室的性能要求，安装位置应便于检修。

（7）宜采用旋转式屏蔽门。当场地条件受到限制时，可采用移动式屏蔽门。

（8）进入电磁屏蔽室的电源线缆应通过电源滤波器进行处理。电源滤波器的规格、供电方式和数量应根据电磁屏蔽室内设备的用电情况确定。

（9）进入电磁屏蔽室的信号电缆应通过信号滤波器或其他屏蔽设备处理。网络线应采用光缆或屏蔽缆线，光缆不应带有金属加强芯。

（10）非金属材料穿过屏蔽层时应采用波导管，其截面尺寸和长度应满足电磁屏蔽的性能要求。

## 第三节 机房空气调节系统

机房空气调节系统主要由机房精密空调、新风机、加湿机、排风机等设备，以及送、排风管道、风口构成。

### 一、机房精密空调

电力调度通信楼机房安装的业务系统设备常年7×24h运行，应配置机房精密空调以确保机房的温湿度环境条件能够满足IT设备长期稳定、可靠运行的需要。

（一）空调系统冷负荷的构成

1. 冷负荷的定义

冷负荷是指维持机房内空气热湿参数在一定范围内时，在单位时间内需要从室内除去的热量，包括显热量和潜热量两部分。

显热是指当此热量加入或移去后，会导致物质温度的变化，而不发生相变。物质的摩尔量、摩尔热容和温差三者的乘积为显热。

潜热是相变潜热的简称，指物质在等温等压情况下，从一个相变化到另一个相吸收或放出的热量。在机房的冷负荷中，潜热一般指湿空气冷却除湿过程水蒸气液化的凝结热。

2. 冷负荷的组成

理论上，机房的冷负荷主要包括如下五个方面：

（1）设备（包括电源设备、空气调节设备自身）的散热量，全部为显热，且全部为对流成分，冷负荷与散热量数值相等。

（2）新风引入所带来的冷负荷（新风携带的散热量），显热与潜热并存，冷负荷与散热量数值相等。

（3）围护结构冷负荷（建筑物的传导热负荷），为不稳定传热，分对流成分与辐射成分。

（4）照明设备的冷负荷。

（5）人员的散热与冷负荷。

（二）制冷量计算方法

1. 机房内设备散热量

（1）IT设备散热量。IT设备的散热量可从设备的产品数据获得相关参数或利用设备的耗电功率数估算散热量。

（2）UPS设备散热量。设备散热量可从设备的产品数据获得相关参数估算，其由两部分组成：一部分是设备的固定损耗，另一部分与负荷功率成正比。

（3）空调设备散热量。空调装置的风机会产生热量，这些热量会降低空调系统（制冷量）效率。一些空调生产厂家将风机对制冷量的影响计入空调效率中，有些生产厂家给出的空调制冷量中则要求将风机功率计入机房负荷。因此，在空调系统选型和计算空调制冷量时必须加以注意。

2. 新风引入的冷负荷

新风引入所带来的冷负荷与新风处理方式有很大关系。对于新风系统引入负荷有两种处理方式：一种是由空调进行处理；另一种是由新风系统进行预处理。

（1）当新风引入热负荷由空调处理时，空调制冷量需要计入新风引入热负荷。新风系统引入负荷计算公式如下

$$Q = G(i_w - i_n) \tag{24-2}$$

式中 $Q$——新风系统引入负荷，W；

$G$——新风量，kg/s；

$i_w$、$i_n$——室外、室内空气焓值，kJ/kg。

（2）当新风系统配置制冷和加热功能，对新风的温湿度采取预处理措施，使得引入新风的温湿度与机房温湿度设定值基本保持一致。此时，机房空调冷量计算中不考虑新风引入的负荷。

新风负荷多为“湿热比”较大的负荷，潜热较大，机房空调处理新风负荷将会因为除湿导致能耗上升、效率降低，并占用空调设施的冷量冗余。因此，从节能角度考虑，应尽可能避免空调对引入新风进行除湿。另一方面，常规新风预处理方式不但不能有效利用自然界冷源，而且还增加了机房能耗，其处理方式也不可取。

3. 围护结构得热负荷

围护结构得热负荷主要来自透过玻璃窗的太阳辐射、玻璃窗传热、墙体（包括内墙和外墙）和楼板（包括天棚楼板和地面楼板）三个方面。通过围护结构传入机房的热量形成的冷负荷可采用《简明空调设计手册》给出的方法进行估算。

4. 空调负荷整体估算法

前面所描述的分项计算方法计算公式复杂、许多参数难以获得，实际工程中很少使用，更多的是采用整体估算法。

根据不同的已知条件，整体估算法分为功率面积法、面积法和机柜功率密度法。实际工程中可以采用不同的计算方法相互校核，取其平均值或按照最大值考虑。

已有的研究结果表明，对于采用了EC压缩机、EC风机、电子膨胀阀等现代技术的空调来讲，空调制冷量留有较大的裕度对节能和安全均有好处，而且裕度越大越有利于自然冷却节能技术的应用。因此工程设计中空调制冷量计算重点要避免冷量估计不足。

（1）功率面积法。在可确定机房内业务负荷规模及机房建筑条件的情况下，根据工程设计经验，机房冷负荷估算按照下式计算

$$Q=Q_1+Q_2+Q_3 \qquad (24\text{-}3)$$

$$Q_2=W_N(1-n) \qquad (24\text{-}4)$$

式中　$Q$——机房冷负荷；

$Q_1$——IT 设备散热量；

$Q_2$——UPS 电源设备散热量，当电源设备单独安装在电源室时，该项负荷单独计算；

$Q_3$——环境得热量，计算方法见表 24-1；

$n$——UPS 电源效率；

$W_N$——UPS 电源额定功率。

**表 24-1　环境得热量 $Q_3$ 计算方法**

| 序号 | 典型情况 | 环境得热量（W/m²） |
|---|---|---|
| 1 | 无外窗，无外围护结构 | 100 |
| 2 | 无外窗 | 120～150 |
| 3 | 有外窗，有外墙 | 200～250 |

（2）面积法。在明确机房的建筑条件及机房的功能定位，而机房内的业务负荷未具体确定的情况下，可根据其他工程同类型机房的经验数据，采用下式进行估算

$$Q=S\cdot F \qquad (24\text{-}5)$$

式中　$Q$——机房冷负荷；

$S$——房间面积；

$F$——单位面积冷负荷指标。

根据工程经验，调度通信楼内不同功能机房单位面积冷负荷指标可按照表 24-2 确定。

**表 24-2　机房单位面积冷负荷指标**

| 场所类型 | 冷负荷指标（kcal/m²） |
|---|---|
| 自动化主机房 | 500～800 |
| 信息主机房 | 300～1000 |
| 通信机房 | 300～800 |

（3）机柜功率密度法。在明确机房的建筑条件，而机房的功能及业务负荷未具体确定的情况下，可根据机房内机柜的容量及机房的预期负荷，采用下式进行估算

$$Q=N\cdot F \qquad (24\text{-}6)$$

式中　$Q$——机房冷负荷；

$N$——机柜数量；

$F$——单台机柜冷负荷指标，见表 24-3。

### （三）制冷方式选择

1. 主要影响因素

电网公司机房空调制冷方式选择的主要影响因素有系统可靠性、机房规模（冷量需求）、建筑条件、所处地域气候环境条件以及空调制冷效率等。

**表 24-3　单台机柜冷负荷指标**

| 调度通信楼机房类型 | 机柜负荷水平 | 单机柜负荷（kW） |
|---|---|---|
| 传输机房、程控交换机房 | 低密度负荷 | 1～2 |
| 自动化机房 | 中密度负荷 | 2～3 |
| 信息机房 | 中高密度负荷 | 2～4 |

2. 空调设备效率评价指标

在制冷能耗或运行经济性分析中，常用的技术指标有用于评价冷水空调系统制冷机组能效指标的制冷循环性能系数（coefficient of performance，*COP*）、用于评价各类单元式空调机组能效指标的能效比（energy efficiency ratio，*EER*）和全年能效比（annual energy efficiency ratio，*AEER*）。

（1）制冷循环性能系数（*COP*）。*COP* 是制冷机组在 GB/T 18430.1《蒸气压缩循环冷水（热泵）机组 第 1 部分：工业或商业用及类似用途的冷水（热泵）机组》所定义的制冷工况条件下的能效指标，计算公式如下

$$COP=Q/P \qquad (24\text{-}7)$$

式中　$Q$——机组制冷量，kW；

$P$——机组制冷量取 $Q$ 时的实际耗功率，kW。

（2）能效比（*EER*）。*EER* 是单元式空调机组在 GB/T 19413—2010《计算机和数据处理机房用单元式空气调节机》给出的试验工况条件下的能耗指标，其计算公式如下

$$EER=Q/P \qquad (24\text{-}8)$$

式中　$Q$——空调机组的有效供冷量，根据所用的被冷却介质种类，用质量流量及比热、温差或焓差等值计算；

$P$——空调机组的输入功率，kW，包括压缩机的实际耗功率和操作、控制电路等耗功率，如果机组内装有冷却介质或被冷却介质输送机械，这类机械耗功率也包括其内。

（3）空调全年能效比（*AEER*）。*AEER* 为单元式机房空调在 GB/T 19413—2010 给出的试验工况条件下进行全年制冷时从室内除去的热量总和与消耗的电量总和之比，其计算公式如下

$$AEER=Ta\times EERa+Tb\times EERb+Tc\times EERc+Td\times EERd+Te\times EERe \qquad (24\text{-}9)$$

式中　$EERa$～$EERe$——分别为 GB/T 19413—2010 给出的五种工况条件下的能效比；

$Ta$～$Te$——分别为 GB/T 19413—2010 给出的五种工况温度分布系数。

3. 不同制冷方式空调能效比比较

现有的三个空调能效衡量指标当中，*COP* 只能衡量冷冻水空调制冷系统的能效，无法反映整个空调系统的能效水平；*EER* 和 *AEER* 能够衡量单元式空调机组的整体能效，但不适用于冷冻水空调；*COP* 和 *EER* 只考虑了一种工况，*AEER* 虽然考虑了环境影响因素，但与实际情况仍有很大偏差，而且没有考虑温湿度不同处理方式下空调设备性能变化情况。因此，上述三个指标都有很大的局限性，既不能对不同类型的空调能效进行横向比较，也不能正确反映空调系统的实际能效水平。为此，可采用空调系统全年能效比（system annual energy efficiency ratio，*SAEER*）作为各种空调系统的综合能效评价指标，其含义是空调系统在进行全年制冷时从室内除去的热量总和与消耗的电量和之比，其计算公式如下

$$SAEER=\frac{\sum_{n=1}^{T}Q_n}{\sum_{n=1}^{T}W_n} \tag{24-10}$$

式中　$Q_n$——在不同工况下空调系统每小时提供的有效制冷量；

$W_n$——空调系统提供 $Q_n$ 制冷量时所消耗的电能量，包括制冷系统、冷却系统、室内风机等所有部件的能耗；

$T$——全年小时数。

从式（24-10）可以看出，它与空调类型无关，因此可以用来对不同的制冷方式空调的能效进行横向比较。

按照上述衡量指标，不同气候地区典型城市不同制冷方式的空调系统全年能效比 *SAEER* 排序如下：

（1）夏热冬暖潮湿地区（典型城市广州）：不同类型空调能效比从低到高依次排序为：风冷冷水机组+冷冻水空调，乙二醇自然冷却空调，风冷 23℃回风控制工况下，水冷冷水机组+冷冻水空调，风冷 23℃送风控制工况下。

（2）夏热冬冷地区（典型城市上海）：不同类型空调能效比从低到高依次排序为：风冷冷水机组+冷冻水精密空调，乙二醇自然冷却空调、风冷 23℃回风控制工况下，水冷冷水机组+冷冻水空调，风冷 23℃送风控制工况下。

（3）东南潮湿地区（典型代表城市昆明）：不同类型空调能效比从低到高依次排序为：风冷冷水机组+冷冻水空调，乙二醇自然冷却空调、风冷 23℃回风控制工况下，水冷冷水机组+冷冻水空调，风冷 23℃送风控制工况下。

（4）西北干燥严寒地区（典型代表城市乌鲁木齐）不同类型空调能效比从低到高依次排序为：风冷 23℃回风控制工况下，风冷冷水机组+冷冻水空调，乙二醇自然冷却空调，风冷 23℃送风控制工况下，水冷冷水机组+冷冻水空调。

（5）寒冷地区（典型代表城市北京）不同类型空调能效比从低到高依次排序为：风冷冷水机组+冷冻水空调，风冷 23℃回风控制工况下，乙二醇自然冷却空调，水冷冷水机组+冷冻水空调，风冷 23℃送风控制工况下。

（6）东北严寒地区（典型城市长春）：不同类型空调能效比从低到高依次排序为：风冷 23℃回风控制工况下，风冷冷水机组+冷冻水空调，乙二醇自然冷却空调，水冷冷水机组+冷冻水空调，风冷 23℃送风控制工况下。

4. 制冷方式选择策略

空调制冷方式的选择应综合考虑可靠性、可维护性要求，建筑条件等各种影响因素以及空调系统经济性。

（1）可靠性。风冷空调、乙二醇自然冷却型空调具有单点故障少（系统构成简单），机组之间互不影响，备份灵活的优点。而大型冷水机组系统复杂（制冷主机、冷却塔、冷却水泵、冷冻水泵、阀门、冷却水管线、冷冻水管线）、运维难度高、系统备份成本较高（制冷主机备份、管道备份、水泵备份）。

研究资料显示，大型、超大型数据中心 80%以上是使用冷冻水空调，但比较注重安全的金融银行、铁路，以及中小型数据中心还是使用风冷空调占多数。这也说明了冷冻水空调系统的可靠性要低于风冷空调。

（2）可维护性。风冷空调和乙二醇空调系统结构相对简单，因此维护也相对简单。冷冻水系统组成复杂、涉及设备种类多；管路设计复杂，且对水质要求较高，需额外配置水质处理系统。因此维护复杂，特别是水系统需要定期清理、维护，需要非常专业的维护人员。

此外，在严寒及寒冷地区，受结冰影响，水冷和冷冻水主机维护更加困难。

（3）建筑条件。从建筑条件方面考虑，主要是受室外机安装位置及室内空调管道安装空间限制的问题。其中，风冷式空调系统受到制冷系统的限制只能将室外机安装在机房附近，而其他类型空调系统则不受限制；当采用风冷、水冷、乙二醇自然冷却空调时，中等规模的空调系统室外机的安装空间不会小于 $160m^2$，而水冷冷水机组冷却塔只需要不超过 $20m^2$，风冷冷水主机也只需要不超过 $40m^2$。

对于地处发达地区城市的电力公司来讲，采用风冷空调或乙二醇空调，常常会面临难以找到合适安装室外机位置的难题。

（4）经济性。能效比是衡量空调系统经济性的重要指标。能效值的大小除与空调机组的形式有关外，还与空调机组的运行工况有关。此外，气候条件对空调机组的效率有较大影响。

（四）空调送回风方式

机房空调的送回风方式不但关系到设备的冷却效果，而且关系到空调系统的经济运行。常见的机房级空调送回风方式分为以下五种类型。

1. 直吹方式

直吹方式是最简单的空调送风方式，通常是在空调上方加装风帽将冷风平行送出至机房内。空调回风口设置在空调机柜的正面下部，机房内混合后的气流从机房的下部回到空调机组内。

直吹送风方式存在送风距离短，冷却效率低、沿气流方向温度、风量及风速变化梯度大等缺点，一般只用于小型机房或设备室。

2. 上送风、下侧回风方式

空调机利用天花吊顶上方作为送风静压箱或敷设风管，将冷风引至设备机柜处。空调机底部设置回风口，机房内混合后的气流从机房的下部回到空调机组内。

该方式虽比直吹方式气流组织相对合理，但机房的送风气流组织与空气流动自然特性相矛盾，从而使得房间最下部温度偏高，不利于设备的运行。

3. 上送风、上回风方式

空调机上方加装送风管道，将冷风引至设备机柜冷通道处。热气流从设置在机房上部的回风口回到空调室内。

上送风方式最大的优点是与上走线布线方式配合，使得机房不需要安装活动地板和吊顶。该方式与直吹方式相比气流组织相对合理，但机房混风问题仍然存在，冷气从机柜以上空间、列间过道及机柜的空置区短路流失导致能量损失，效率降低。

此外，上送风方式机房上部管线多，新风引入困难，机房不美观。

4. 下送风、上回风方式

地板下送风方式是数据中心机房空调制冷送风方式的主要形式。该方式将地板下空间作为静压仓，空调机组向地板下送风，通过设置在机柜前面的通风地板将冷风送至设备机柜。空调回风口设置在空调上方。静压仓的作用是将部分动压转化为静压以使得风量分布均匀。

5. 下侧送风、上回风方式

该方式也是应用于无架空地板机房的一种常见方式，空调机组以弥散方式将冷风从空调前面板的下部送至设备机柜，并通过回风管道将任空气吸入空调回风口。

（五）空调室内机配置

空调室内机配置应根据冷负荷计算结果和负荷分布情况确定，并适当考虑冷量冗余和设备冗余。

根据机房空调使用方式不同，机房空调分为房间级空调、行间级空调和设备级空调。其中：机房级空调用于为整个房间提供制冷；行间级空调用于为特定的行列机柜提供制冷；设备级空调用于为特定的高负荷单个机柜提供制冷。电力调度楼机房常用的空调主要为房间级空调和列间空调，其中房间级空调应用最多。

（六）空调系统节能设计

1. 空调系统控制策略

制定合理的空调控制策略，改善空调运行工况也是降低空调系统能耗的重要途径之一。

传统设计机房温湿度调节采用的是热湿耦合的调节控制方法，即统一由机房空调设备对温湿度进行调节，这是导致空调能耗高的根本原因。

通过对机房空调特性和机房环境影响因素的分析研究，可以总结出空调系统节能的三个重要控制策略：①避免空调加湿；②提高空调送风温度，避免空调除湿；③合理利用冷量冗余。

（1）温湿度控制范围。常规温湿度控制方式是设置固定的空调温湿度控制设定值，而从设备运行安全和节能的角度，则应控制机房设备进风温湿度在数据中心设计规程推荐的工况范围内。

（2）温度控制策略。在满足 IT 设备正常工作要求的前提下，应按照国际标准合理设置机房空调的回风控制温度。其次，应对机房各个区域的送风温度和空调负荷进行实时监测，并根据不同区域送风情况实时确定空调回风温度控制设定值。当某台空调实际负荷低于空调冷量输出可调范围下限时应将其关停。

由于机房内热源分布不均衡，每台空调相对应区域的制冷负荷量是不同的。因此，通过对机房环境和空调负荷的监控，可以使冷量利用效率最大化，也有利于机房内环境温湿度分布的平衡。

要实现上述温度控制策略，首先必须对 IT 设备机柜或设备进风的温湿度进行监测。监测方式可利用单独设置的温湿度传感器，更为经济、有效的方式是利用服务器、网络设备本身内部温度检测数据。

2. 湿度控制策略

机房建筑围护结构较为封闭，机房湿度的变化主要有两个原因：①由新风系统引入的外界空气所引起的；②空调系统蒸发器（冷却盘管）表面温度低于露点温度而自动除湿，导致湿度降低。

（1）机房加湿。在理想情况下，当机房达到所需相对湿度时，空调系统将在水分含量稳定的空气中工作，这时不需要进行加湿。但是在空调实际运行中，

其制冷功能会造成空气中的水蒸气凝结，从而使空气相对湿度降低。因此，空调系统通常需要进行补偿性的加湿以维持机房所需的湿度。补偿性加湿会给空调系统带来额外的热量负荷，实际上降低了空调系统的制冷容量。因此常规设计在确定制冷容量时通常需要考虑加大30%左右。

常规的机房空调加湿方式主要有电极加湿和红外加湿两种。这两种方式原理上都属于“等温加湿”。在加湿的过程中空调的制冷能力和能源利用效率都会降低。此外，两种加湿方式都需要对空调定期维护，对加湿器进行清洁或更换。

取消空调加湿功能，采用专用的湿膜加湿器为机房加湿是一种非常有效的节能措施。

湿膜加湿器采用的是一种蒸发式等焓加湿方式，水分的蒸发是通过吸收空气中的能量实现的，这时空气的干球温度下降，同时空气中的绝对含水量增加，但空气的焓值保持不变。此种加湿方式在国际与国内已被大量使用。

（2）机房除湿。新风系统引入的外界空气是机房湿度增加的主要原因。机房空调除湿效率低、能耗高且占用空调制冷量，其原因是机房空调除湿是以制冷为基础的，即通过冷却盘管为气流除湿，冷凝一定比例的湿气。因此空调除湿工况下需要制冷系统输出更多的冷量，使得表面式冷却器表面温度比空调不除湿工况更低（低于露点温度），这就需要空调消耗更多的电能；另一方面，空调除湿过程会导致空气过冷，为维持出风温度恒定，空调需要启动电加热功能，将通过表面式冷却器的空气重新加热到正常出风温度。

除湿过程降低了空调能效比，导致电能的极大浪费；同时占用空调制冷容量，使得空调可提供的用于给机房设备制冷的冷量减少。因此，从节能的角度，应尽可能避免空调启动除湿，而是由新风系统对引入的空气进行除湿，使其满足机房湿度要求。

新风系统除湿使得引入的新风温度降低，只要方式得当，也会帮助机房降温，有利于减少空调功耗。要达到这一目的，可通过空调和新风系统的协调控制实现机房内空气湿度的稳定控制。

3. 冷量冗余的合理利用

通常，空调设计按照$N+X$备份原则配置设备，以满足空调系统单台设备故障情况下IT设备的冷却需要。另外，为了安全和满足远期设备冷却需要，冷量计算也常常考虑留有一定的冷量冗余度。对于备份空调冷量的处理，常规的做法是由空调控制系统对空调进行“群控”，实现轮流停机备用。此外，空调“群控”还具有“层叠”控制功能，即根据机房负荷动态变化情况调整空调运行台数。

上述常规的做法对于没有冷量和风量调节功能的空调是合适的，能够提高空调的效率，从而实现节能。但对于配置有EC风机、电子膨胀阀和EC压缩机或数码压缩机等节能措施的空调设备则不适用。此外，常规的群控方式还会引起冷量分布变化，导致热点转移，影响IT设备的布局。

实际上，通过冷量冗余的合理利用，可以进一步挖掘具有自然冷却模式空调系统节能的潜力。可行的方案是通过对空调制冷量的“降容”使用，提高自然冷却模式工作温度，从而延长空调系统自然冷却模式的运行时间，减少压缩机的运行时间，最大限度地利用自然冷却实现节能。

## 二、新风系统

（一）新风系统的作用

作为空气调节系统的重要组成部分，新风系统对于机房来说是必不可少的。新风系统能够起到以下三个方面作用：

（1）引入室外的新鲜空气，以改善机房内空气品质，确保机房内工作人员的身体健康。

（2）维持机房正压，以保持机房内空气的洁净度。

（3）通过引入新风，利用自然界冷源实现机房节能。

（二）设计原则

（1）从节能需求方面出发，在建筑条件及外界自然空气条件满足的情况下，最大程度地利用引入的户外新风，充分利用免费的自然冷源为机房制冷，从而降低机房空调冷却的能耗。

（2）利用新风系统控制湿度。机房内湿负荷主要是引入新风带来的，因此机房内除湿最好由新风系统来完成。通过将新风冷却盘管的露点温度维持在机房送风的露点温度以下，机房空调就可以一直处在显热工况下运行了，从而避免空调“冷却—再热”除湿过程中的能源浪费。

（三）新风量计算

1. 新风设计标准规定

常规设计只考虑新风系统的前两方面作用，新风量计算取以下两项中的最大值：

（1）保证工作人员每人40$m^3$/h；

（2）维持室内正压：即机房相对于室外10Pa，其他房间相对于室外5Pa。

实际工程中按照上述要求计算很难实现，其主要原因有：

（1）维持机房内正压的数值是在工业洁净车间、实验室的设计规范基础上修改而来的，由于机房的密封无法向洁净车间那样严格，很难准确估算机房内的漏风面积，因此对于维持具体数字的正压要求，其风量是很难计算。

（2）机房室内没有固定的工作人员，因此也无法按照工作人员人数计算新风量。

此外，上述要求也没有考虑充分利用室外的天然冷源实现节能，引入新风量较小。

2. 工程计算方法

为满足维持机房正压和利用新风系统实现机房节能的需要，按照新风系统节能设计原则及工程设计经验，新风量计算方法如下：

（1）最小送风量。新风系统最小送风量应满足机房最小正压的需要。机房换气次数可按照不少于2次考虑。

（2）最大送风量。外界环境在理想条件下，最大新风量等于IT设备需求总风量。实际工程中，最大送风量计算还应考虑建筑条件限制及经济合理性（新风系统投入产出比）两方面影响因素。在上述条件允许情况下，最大换气次数可按照6次考虑。

（四）新风处理

大多数情况下，外界自然环境空气质量都难以满足机房内环境要求，从外界引入的新风如果不做处理，将对机房环境和空调运行带来不利影响。因此，新风系统需要对引入的新风进行预处理。

1. 洁净处理

GB 50174—2017《数据中心设计规范》对A级和B级机房空气洁净度要求是主机房的每升空气中悬浮粒子数应少于17600000粒。YD/T 1821—2008《通信中心机房环境条件要求》标准对机房内洁净度的要求分别见表24-4和表24-5。根据GB 50073—2013《洁净厂房设计规范》关于空气洁净度等级规定，一、二类通信机房需满足5级洁净等级要求，IDC机房需满足4级洁净度要求。

表24-4　通信机房内灰尘粒子浓度分级的规定

| 级别 | 直径大于0.5μm的含尘浓度（粒/L） | 直径大于5μm的含尘浓度（粒/L） |
|---|---|---|
| 一级 | ≤350 | ≤3 |
| 二级 | ≤3500 | ≤30 |
| 三级 | ≤18000 | ≤300 |

表24-5　各类通信机房内灰尘粒子浓度要求

| 机房类别 | 灰尘粒子浓度 |
|---|---|
| 一类通信机房 | 二级 |
| 二类通信机房 | 二级 |
| 三类通信机房 | 三级 |
| IDC机房 | 一级 |
| 蓄电池室 | 三级 |

根据上述标准要求，新风系统空气过滤应配置粗效、中效和亚高效空气过滤器。

2. 温湿度处理

（1）不同气候区域对新风处理的需求。根据不同的气候特点，可将我国划分为三个区域，并应采取不同的新风处理策略：

1）Ⅰ区：西北干燥地区，夏季室外含湿量很少超过12g/kg，夏季新风仅需要降温处理即可送入室内，机房全年需要考虑加湿。

2）Ⅱ区：东南潮湿地区，秦岭淮河以南。典型城市空气含湿量：上海夏季空气含湿量接近19g/kg，广州超过20g/kg。因此，新风系统设计需要重点考虑对新风的降温除湿。

3）Ⅲ区：东北潮湿地区，秦岭淮河以北。典型城市空气含湿量：北京7、8月份月平均含湿量为17.4g/kg和15.6g/kg，1、2月份月平均含湿量约为1g/kg。因此，新风系统设计即需要考虑对新风降温除湿，也需要考虑对新风加湿。

（2）温度处理。新风系统应配置空气冷却系统以确保引入新风的温度不高于空调送风温度。新风系统冷却系统配置有以下两种方案：

1）方案一。新风系统设置直接膨胀型蒸发器以及独立的室外机（冷凝器）。

2）方案二。新风系统加装冷却盘管（冷冻水蒸发器），由大楼办公用集中空调或机房冷冻水空调系统的冷水主机提供冷冻水。

当大楼办公空调和机房空调均为冷冻水空调时，应优选方案二。北方可选用大楼集中空调冷水机组提供冷冻水；其他地区应同时接入大楼集中空调冷水机组和机房空调冷水机组，其中：夏季接入大楼办公空调冷水机组；其他季节接入机房空调冷水机组。当机房采用风冷空调或乙二醇空调时，应采用方案一，配置独立的冷却系统。

（3）湿度处理。新风系统设计只需要考虑对引入的新风进行除湿处理。新风除湿控制采用露点温度法，通过风量调节将新风系统冷却盘管的温度维持在机房的露点温度即可除掉新风中多余的湿气，使其满足机房湿度要求。

IT设备对湿度的要求比对温度的要求宽泛得多，因此对湿度的控制范围可以在《ASHRAE2008 热指南》推荐值的基础上考虑适当放宽。

（4）新风系统冷量计算。新风系统引入的空气热负荷与引入的新风量及室内外空气焓值有关。从机房安全性和节能考虑，新风系统的制冷量应根据不同地区气候特点，按照引入最小新风量时的最大热负荷冷却需要考虑。

3. 新风引入方式

新风引入主要有新风处理小室方式、柜式或窗式

新风机引入方式、管道送风方式、水帘过滤引入方式四种。

（1）新风处理小室方式：将新风引入专门的新风房间，与空调回风进行充分混合，或者采用水帘过滤设备对新风进行集中处理后再通过管道送到机房或者机房专用空调机内。该方式是数据中心一种传统的解决方案，费用高，占地大，其应用属于下降趋势，适用于超大型数据中心机房项目。

（2）柜式或窗式新风机引入方式：采用柜式或窗式新风处理设备，一般情况下靠墙安装，通过柔性风管与附近墙体设置的进风口互连，或者直接安装在窗口。特点是：处理风量 2500$m^3$/h 以下，适用于小型机房，使用、维护方便，造价较低。

（3）管道送风方式：通过新风设备处理后的新风以管道连接，送入机房或机房专用空调机内。新风设备可放置在空调机房内、吊顶内，也可放置在室外平面、室外外挂。由于占地小、费用低、实施简单，近年来被普遍应用。通过管道送风，处理风量较大，送风方式灵活，适用于大、中型机房。

（4）水帘过滤引入方式：新风系统与湿膜加湿器组合，引入的新风通过湿膜加湿器进入机房，一方面可将灰尘过滤掉，另一方面可为机房加湿。该方式只适用于气候长年干燥的地区。

新风处理小室方式成本过高；水帘过滤引入方式应用地区受限，且设备安装、维护比较复杂，因此这两种方式在电力调度通信楼机房中应用较少。柜式或窗式新风机引入方式比较适合在小型机房应用，省级及以上大型机房一般情况下只能采用管道送风方式。

4. 新风系统设计注意问题

（1）过滤器维护方便性。新风由室外引入，过滤器容易堵塞，从而使新风量减少，严重时过滤器甚至被全部堵塞，损坏风机，使新风系统失灵。所以过滤器必须定期更换或清洗。目前，绝大多数电力调度通信楼机房的新风系统采用吊顶内暗装方式，优点是不占用面积，所有设备均隐蔽在吊顶内，不影响美观。缺点是吊装新风机过滤器面积较小，容易堵塞，堵塞后更换过滤器需在吊顶内进行，使维修工作十分不便。因此，新风系统安装设计应充分考虑过滤器更换、清洗等维护工作的方便性。

（2）结露现象。直接引入室外冷空气实现节能最大的难点之一就是如何防止在机房内出现结露现象。例如，北方冬季引入的室外新风温度可低至−30℃，而机房室内空气温度为 24℃以上，无论室内湿度多少，室内外温差都会导致结露。因此，在考虑利用室外冷空气节能的同时，需要采取有效措施防止结露冷凝水给机房带来危害。

（3）防烟防火阀设置。根据消防要求，新风管道在穿过消防分区时，要安装防烟防火阀，一旦发生火灾，防烟防火阀将关闭，以隔离两个防火分区。

（4）噪声。新风机的风机会产生较大噪声，如果风速过快，风管也会产生噪声。因此，新风系统设计需考虑消音措施，新风风管设计需考虑出口风速不应超过 3m/s。

（5）排风、余压问题。新风的引进必然造成室内空气的正压，在密封较差的房间内，依靠人员进出、门窗的缝隙等自然排风即可解决问题；密封较严的机房内，必须考虑排风的问题。

排风主要可通过加主动排风设施、加装余压阀两种方案解决。实际应用中，前者的效果较好，后者的实施比较简单经济。

（6）直接引入新风对空调系统的影响。新风引入会导致空调回风温度发生变化，根据计算流体动力学（computational fluid dynamics，CFD）仿真软件分析，新风直接引入空调回风口将可能使得空调传感器误判，导致采用回风控制的空调工作异常。

通过合理引入新风的方式可以有效降低空调负荷，节能效果取决于引入的新风温度、新风量、新风与回风的混合方式、混合均匀程度以及空调控制方式等因素。同时对机房空调、新风控制系统的智能程度提出更高的要求。

## 三、排风系统

### （一）机房排烟、排风系统

机房设置排烟、排风系统有以下两方面用途：

（1）发生火灾，消防灭火设施动作、火灾熄灭后的烟气和灭火气体的排放；

（2）空调设备断电后机房热空气的排出。

机房排烟、排风系统由风机和排烟管道、排风井组成，通常由大楼土建设计单位设计，但应考虑能够由机房动力环境监控系统进行控制。

### （二）电池室排风设备

电池室必须设置排风设备，用于排出蓄电池可能泄露的可燃、有毒气体。电池室排风设备应能够定时启动运行或长期不间断运行。

## 四、机房气流组织优化设计

### （一）机房气流组织设计的目的

机房气流组织设计的目的是合理地组织机房内空气的流动，使机房内空气温度、湿度、风速、风量能更好地满足设备运行要求，并降低空调能耗。

机房内气流组织是否合理，不仅直接影响空调冷却效果，而且也影响空调系统的能耗量。

通过优化机房内气流组织，可以提高送风温度，延长节能冷却模式运行时长，使得空调制冷效率得以

提高，从而实现节能。因此，机房内气流组织优化设计是目前公认的行之有效的、代价极低的机房节能措施。此外，通过优化机房内气流组织，还有助于消除机房内局部过热现象。

（二）气流组织的影响因素

在建筑结构一定的条件下，影响机房气流组织的主要因素包括：①设备机柜布置及机柜内设备布局；②空调送回风方式及设备布局；③地板高度及地板下布线槽布置方式；④通风地板开孔率；⑤机柜功率密度；⑥引入新风。

（三）机房气流组织优化设计基本原则

根据机房建筑结构特点，采用适当措施使冷、热空气有效隔离，将冷空气直接、顺利地送入设备内部，避免不必要的冷热交换，是气流组织优化的基本原则。

（四）常用的气流组织优化方法

1. 约束条件

（1）机房建筑结构（形状、层高、中间立柱）是气流组织方式优化设计人员需要考虑的制约因素。

（2）室内净高。如果机房净高不够，将无法安装吊顶用作回风通道。室内净空通常是采用热通道气流遏制解决方案的必要条件。

（3）高架地板深度。当高架地板深度过小时，将无法为任何高密度机柜提供足够的冷风量。这主要是因为若高架地板设计不佳，或高架地板下面布线、和管网造成阻碍，将限制冷通道气流遏制解决方案的部署。

（4）房间立柱位置。支撑立柱的位置（在一行机柜中间或与机柜通道对齐）可能会妨碍通道气流遏制措施的实施。

2. 机柜冷热通道隔离

机柜冷热通道隔离是最基本的气流组织优化方法，能够有效地减少冷热空气混合，也是实现气流组织进一步优化的基础。机房内冷热通道隔离主要通过机柜布置朝向和机架设备安装方式设计实现。机柜冷热通道隔离设计方案如下：

（1）机柜采用面对面、背对背布置形式，形成相互间隔的冷热通道。CFD 仿真结果表明：采用面对背排列的模式中，后排机柜送风存在混风现象，在送风温度设置为 21℃情况下，机柜上部进风温度超过标准要求。只有在地板送风量足够多的情况下（送风量为服务器所需风量的 1.3 倍，这需要配置更多的空调、消耗更多的电能），才可以避免后排机柜内的服务器温度过高；而当采用面对面、背对背布置形式时，在地板送风量满足服务器正常需求情况下，机柜各部分进风温度均能够满足服务器需要。

（2）机柜内未安装设备处机架加装盲板。机柜未设置盲板会导致服务器排出的热空气从设备之间的空隙回流至设备进风口，使设备过热，设置盲板可以有效避免排出的热空气回流。

（3）机柜底部安装封闭底板和密封电缆出入口。在地板下送风情况下，机柜底部底板和电缆出入口会带来不必要的空气泄漏，应予以密封。密封机柜底部不仅可以防止冷空气泄漏，同时还有助于维持高架地板下的静压。

（4）对于下送风方式，机柜内设备布置形式应由下至上安装，尽量将功率大的设备置于机架的中下部。

3. 空调精确送回风

所谓精确送回风是通过适当的措施或配置适当的设备对送回风加以约束，将其控制在离 IT 设备进、出风口 3m 以内的距离，以减少气流扩散、形成混风现象。

（1）精确送风。通过强制出风地板，列间空调将空调送风控制在 IT 设备进风口 3m 距离内，主要满足高功率密度机柜制冷需求。具体做法如下：

1）采用强出风地板送风。强出风地板又称配风单元（air distribution unit，ADU），其作用是强制调节出风量改变气流分布。

当机柜功率密度较高，不能从出风地板获得足够的冷风时，可以考虑安装强制通风地板进行气流流量调节。强制通风地板可根据排风温度，通过调节风扇的转速来控制气流流量。根据厂家提供的资料，强制通风地板可支持高达 18kW 功率密度机柜的送风量需求。

强制通风地板应用的前提是机房空调风量足够，只是受出风地板出风量有限，导致局部风量不足以满足高功率密度机柜风量需求。

2）采用列间空调制冷。当高密度机柜较多时，可采用集中布置方式，结合使用列间空调实现局部精确送风制冷。

需要特别注意的是，强制出风地板、列间空调与机房空调同时使用有可能导致相互冲突。

（2）精确回风。在各种机房空调系统送风方式当中，架空地板下送风、上回风方式是公认的、应用最多的空调送风方式。针对该方式，可以通过精确送回风设计进一步提高制冷效率。

与采用自然回风方式对比，空调通过天花回风可以有效减少冷热空气混流，使得机房气流组织更合理，改善空调负荷均衡度、降低机柜进风温度。

4. 混风遏制

所谓混风遏制是指将 IT 设备的送回风气流完全封闭隔离，以彻底消除冷风和热风间的混合。采用的方法是封闭冷通道（送风通道）和封闭热通道（回风通道）。

（1）封闭机柜送风通道。根据下送风和上送风两种不同送风方式，采用自带冷风通道的定制机柜实现混风遏制。

方式一：针对架空地板送风方式，机柜采用自带冷风通道的定制机柜。冷风经架空地板下部，并通过送风通道直接进入机柜，机柜间的通道上均采用密封性能良好的地板。

方式二：针对上送风方式通过送风风管和软管从顶部为定制机柜送风。此时，定制机柜进风口设置在机柜上部。

该方式安装复杂，扩展性较差。

（2）封闭机柜回风通道。采用管道与机柜和空调回风口对接，将机柜热空气通过管道直接导入空调回风口。

（3）封闭列间冷通道。封闭列间冷通道是采用玻璃或有机玻璃等材料将冷通道顶部和两端通道密封，最大限度地减少冷空气溢出。

封闭冷通道可以有效遏制冷量流失，防止由于空调系统轮询停机或故障停机产生热点，并能够通过提高空调送风温度，实现空调系统节能。

（4）封闭列间热通道。封闭列间热通道与封闭列间冷通道类似，不同点是需要在封闭热通道顶部加装风道引入天花内将热空气导入空调设备室。

封闭热通道与封闭冷通道效果类似，可以防止由于空调系统轮询停机或故障停机产生热点，并能够通过提高空调送风温度，实现空调系统节能。

（5）冷热通道封闭方式比较。封闭冷通道与封闭热通道都可以提高空调送风温度，从而实现空调节能，其节能效果基本相同。两种封闭方式热通道温度均较高。

封闭冷通道的优点是房间相对较美观，缺点是机房未封闭区域整体温度较高。

封闭热通道的优点是机房未封闭区域整体温度相对较低，缺点是封闭通道所需材料多于封闭冷通道，且由于管道直通房间天花板，不够美观。

综合上述比较，推荐采用封闭冷通道方式。

5. 空调布局优化

空调室内机的布局关乎整个机房回风是否顺畅以及冷量能否有效利用。

（1）空调布置与热通道对应问题。现比较多的做法是将空调布置在热通道的末端（正对热通道布置），YD/T 2061—2009《通信机房用恒温恒湿空调系统》、美国采暖制冷空调工程师学会（ASHRAE TC9.9）数据中心系列丛书《数据通信设计节能最佳实践（第二版）》、施耐德白皮书都提出了规定要求或建议，但事实上 CFD 仿真结果表明上述规定及建议并不正确。

根据仿真结果，在负荷分布较为均匀的情况下，空调面对冷通道布置时出风均匀性、空调负荷均衡性及服务器进风温度三个指标均优于空调面对热通道布置方式。

从风量场对比来看：空调正对冷通道布置，除靠近空调的一排机柜（列头柜）处风量较小外，机房其他各部分出风较为均匀；而空调正对热通道布置情况下，机房内各处风量极为不均，有多处热点出现。究其原因，从地板下空调送风流线图可以发现：空调正对热通道的情况下由于气流对撞产生四个较大气旋和两个小气旋，在这些气旋的中心区域静压较小，导致出风量较少。而空调面对冷通道布置时，地板下只有两个较小的气旋，静压场比较均匀，因此地板送风量分布较为均衡，避免了热点的出现。

在实际工程中，受机房空间限制，在设备布局设计方面也很难做到将空调全部面对热通道布置。

（2）空调设备轮询停机问题。以往工程设计中，往往要求空调控制系统对多台空调进行群控和层叠控制，在空调之间实现轮询停机或根据机房负荷动态变化情况调整空调运行台数。这种运行方式改变了空调设备的布局。

CFD 仿真结果表明，空调设备的布局改变会引起冷量分布变化，导致热点的产生，并随停机空调的位置变化转移，不利于 IT 设备的运行。因此，在未采取封闭冷热通道情况下，不建议对空调设备进行轮询停机控制和层叠控制。

（3）空调送风距离问题。空调地板下送风距离取决于风压大小，影响空调风压的因素由很多，主要包括地板高度、空调风量、通风地板布置方式及地板开孔率。一般情况下，空调送风距离要求不超过 15m，当大于 15m 时，应在机房两侧布置空调室内机，并从工艺机房两侧送风。对于机柜功率密度小于 3.2kW 的机房，在地板高度为 50cm 情况下，空调送风距离可以超过 15m，但不宜超过 20m。

6. 防静电活动地板高度选择

架空地板仅作为空调静压箱使用时，架空地板高度越高，地板下的静压越均匀，越有利于冷风的充分利用。因此，有条件的话，应尽可能提高地板高度。根据 CFD 仿真结果，在没有线槽的情况下，中等功率密度（≤3.2 kW/机柜）的机房架空地板高度应不低于 20cm。在架空地板高度小于或等于 30cm 情况下，如果停用备用空调，机房内有可能出现多个热点。建议采用 CFD 仿真软件进行仔细评估，并注意避免将设备安装在处于热点的机柜内。

7. 布线槽道布局优化

对于地板下送风方式，线槽布置会对地板下气流流动产生影响，有可能会导致静压不均而出现热点，

且地板高度越低，影响越大。因此，应尽量采用上走线布线方式，以减少对地板下送风的影响。因此，线槽布置应尽量远离空调，避免布置在空调前面。

空调前面布置线槽会对风量场均匀度产生不利影响，且地板高度越低，影响越大，当地板高度小于 40cm 时，可能会产生地板振动问题。因此，机房设计时应尽量避免在空调前面布置线槽。

8. 通风地板开孔率选择

通风地板开孔率越低，地板下静压越大。如果通风地板开孔率等于或小于 15%，则会因地板下静压过大，使地板出风风速过快，导致只有少量冷风进入机柜，引起机柜内设备过热。另一方面，在大面积使用通风地板情况下，如果通风地板通孔率过高（如 45%），将使得出风风量分布不均，出现非常大的差异，导致热点出现。因此，在不封闭冷通道的情况下，大面积铺装通风地板应选择通孔率为 25%～35%的通风地板，或采用较大的通孔率同时适当减少通风地板的铺装数量。

9. 高功率密度机柜制冷策略

IT 设备机柜的功率密度会对空调系统的能耗产生极大影响。配置不当会迫使空调系统超过 IT 设备实际需要而大量增加空气流动，还会导致空调系统产生温度低于 IT 设备实际需要的空气造成能源浪费。如果高功率密度机柜布置位置不合理，还可能导致多种冷却设备（机房空调、列间空调、强制出风地板）发生“冲突”，形成极大降低系统效率但又难以诊断的典型情况。因此，对于高功率密度机柜，应特别注意其安装位置，防止不同冷却设备之间互相影响。当一个机房内采用多种冷却方式时，建议采用 CFD 软件仿真来鉴别空调系统的潜在问题。

另外还有两种解决方案：一是高功率密度机柜较少时，尽量将其分散布置；二是单独设置高功率密度机柜安装区域，将其与其他区域通过隔断墙加以隔离。

**（五）CFD 仿真**

CFD 是近代流体力学、数值数学和计算机科学结合的产物，它以电子计算机为工具，应用各种离散化的数学方法，对流体力学的各类问题进行数值实验、计算机模拟和分析研究，以解决各种实际问题。目前 CFD 广泛应用于航天设计、汽车设计、生物医学工业、化工处理工业、涡轮机设计、半导体设计等诸多工程领域。

1. 数据中心常用 CFD 软件对比

目前，在数据中心气流仿真模拟计算中常用的 CFD 软件有 Fluent、FLoVENT（FloEFD 中关于建筑物计算的模块）及 6sigma ROOM（6sigma DC 中关于机房计算的模块）。上述三个数据中心常用 CFD 软件性能对比见表 24-6。

**表 24-6　数据中心常用 CFD 软件性能对比**

| 特性 | Fluent | FloVENT | 6sigma ROOM |
|---|---|---|---|
| 主要应用范围 | 暖通工程（可建立机房） | 暖通工程（可建立机房） | 专业数据中心 |
| 模型 | 用户自定义的模型 | 用户自定义的模型 | 软件内部高精度模型 |
| 解决方案 | 用户定义 | 自动生成 | 自动生成 |
| 网格生成 | 用户定义 | 自动生成 | 自动生成 |
| 计算精度 | 较精确 | 一般 | 精确 |
| $500m^2$ 模型计算时间 | 一般为数日～1 周 | 2～3h | 一般为 8～15h，但可能出现不收敛情况 |
| 气流 | 模块的任意界面 | 空调、机架的气流 | 模块的任意界面 |
| 气流组织模拟 | 能模拟 | 能模拟 | 能模拟 |
| 热点分布模拟 | 能模拟 | 能模拟 | 能模拟 |
| 机架细节模拟 | 能模拟，但建立模型工作量大 | 能模拟，但建立模型工作量大 | 能模拟，工作量小 |
| 机房 3D 图 | 能模拟 | 能模拟 | 能模拟 |
| 服务器进出风口细节模拟 | 能模拟，但建立模型工作量大 | 不能模拟 | 能模拟，工作量小 |

2. CFD 仿真在机房节能设计中的作用

CFD 软件在机房节能设计中主要有以下四方面作用。

（1）机房规划布局：确定机房布置、地板高度设置、线槽布置、回风方式；

（2）验证空调系统设计：包含空调布局、容量、最高出风温度；

（3）优化气流组织：分析空调回风方式、封闭冷热通道、通风地板开孔率选择、强制出风地板应用、新风及排风口位置、空调轮询等对气流组织影响；

（4）确定机房热点：热点位置、产生原因、热点移动规律、机柜最高负荷。

## 五、机房空气调节系统协调控制

空气调节系统中的空调、新风、加湿器、排风对环境的温湿度均有影响，因此需要建立一套总控系统用于管理、协调这些设备的相互关系。由于空调、新风、加湿、排风等设备通常来自不同的生产厂家，设备自带的控制单元仅实现对自身设备的控制，因此

需要配置机房空气调节系统以实现总体的协调控制。

机房空气调节系统主要具备以下功能。

（1）空调、新风、加湿器、排风设备运行参数及状态监测。机房空气调节设备控制系统可通过 RS-485 与空调、新风、加湿器、排风设备接口，采集设备运行参数及状态数据。

（2）空调设备控制。

1）温度控制：设定空调出风或回风温度数值；

2）启停控制：根据机房冷量需求或人工控制命令，控制空调设备启停；

3）空调群控：包括顺序启动控制、空调负荷均衡控制。

（3）新风系统控制。机房空气调节设备控制系统可通过 RS-485 或触点输出控制方式对新风系统运行方式及其参数加以控制，包括引入新风量控制、混风温度控制、出风温度控制、除湿控制。

（4）加湿器控制：加湿水泵启停控制、风机启停控制。

（5）排风设备控制：控制排风设备的启停。

（6）节能控制：系统根据室内空气的温度和湿度，室外空气的焓值、湿度、室内外压差，以及室内冷通道的温度等数据计算出空气调节系统的最佳运行工况，并对设备进行相应控制。

（7）机房 *PUE* 计算：按小时、天、月、季、年为间隔计算机房的 *PUE* 值。

（8）空调负荷及能效计算：实时计算空调设备负荷和能效值。

（9）与动力环境监控系统及冷水机组控制系统接口通信。

机房空气调节系统可通过以太网与机房动力环境监控系统互联、交换数据。其中：机房空气调节系统需要向动力环境监控系统传送所采集的空调、新风、加湿器、排风设备运行参数和控制参数，以及机房 *PUE* 计算值、空调负荷及能效值。

当采用冷冻水集中空调时，机房空气调节系统还需要与制冷机组控制及能耗管理系统通过 RS-485 或以太网通信，提供机房空调室内机运行状态、负荷及室内温湿度等数据。

## 第四节 大屏幕系统

### 一、系统类型

目前大屏幕显示系统技术主要有 DLP 背投拼接大屏幕、LPD 拼接大屏幕、LCD 拼接大屏幕、小间距 LED 拼接大屏幕、投影机投影边缘融合拼接大屏幕五种。

**（一）DLP 背投拼接大屏幕**

DLP（digital lighting procession）即数字光处理，其应用美国德州仪器公司（以下简称 TI 公司）开发的数字微镜晶片（digital micromirror device，DMD）来完成数字光学处理，然后将其投影出来，实现可视数字信息显示。DMD 可提供 1670 万种颜色和 256 段灰度层次，保证 DLP 投影的活动影像画面流畅细腻、自然逼真。

DLP 投影机产品的规格主要有 50、60、67、70、80 英寸五种；显示屏幕比例有 4:3 和 16:9 两种。灯源方面，DLP 投影机经历了金属卤素灯、超高压汞灯、氙灯、LED 光源等发展阶段，并已经进入激光光源时代。

DLP 背投拼接大屏幕显示系统的主要特点有：

（1）屏幕拼缝小，物理拼缝可达 0.1mm，光学拼缝可达 0.3mm；

（2）分辨率高，单台投影屏幕分辨率一般可达 1600×1200 或 1920×1080，4K 超高清分辨率的产品也已经开始投入市场；

（3）响应速度快，基本无延时；

（4）技术成熟，设备生产厂家多，可选择性大。

DLP 背投拼接大屏幕显示系统的主要缺点有：

（1）所需安装空间较大，不同尺寸投影机厚度约为 630～950mm，通常还要考虑留有约 1000mm 的后维护空间；

（2）视角较小，半增益水平视角一般仅能达到 ±38°；

（3）亮度均匀度相对较差，一般只能达到 95% 左右；

（4）对比度低，一般为 2000:1 左右；

（5）对环境温度和湿度要求比较高。

**（二）LPD 拼接大屏幕**

激光荧光体显示（laser phosphor display，LPD）是美国 Prysm 公司研发的一种显示技术，其显示单元只有一种 25 英寸规格，其核心部分由激光引擎组、激光处理器、荧光面板组成。其中：激光处理器用于分析所得到的视频信号，并将其转换为动作指令发给激光引擎组，激光引擎组按照指令释放激光，将其发射到荧光面板上，内侧涂有七层荧光涂层的荧光面板收到激光照射后会产生不同色彩和亮度的图像。

LPD 拼接大屏幕的主要优点：

（1）屏幕拼缝小，物理拼缝为 0.25mm，并且具有边缘增强技术使得视觉上拼缝感受不明显；

（2）屏幕亮度、色彩均匀性好，可达到 98%；

（3）视角大，水平、垂直视角均可达到 178°；

（4）高对比度，可达到 40000:1；

（5）能耗低。

LPD 拼接大屏幕的主要缺点：

（1）显示器分辨率低，25 英寸 LPD 显示器分辨率仅为 320×240；

（2）所需安装空间较大，显示器厚度约为 646mm，且背面还要留有 50mm 左右的散热空间，安装空间要求仅略小于 DLP 大屏幕，高于其他大屏幕产品；

（3）设备生产厂家少，价格高。

**（三）LCD 拼接大屏幕**

液晶显示屏（liquid crystal display，LCD）也称为拼接屏（digital information display，DID）。因为液晶材料本身并不发光，所以在显示屏两边设有光源，而在液晶显示屏背面有一块背光板（也称匀光板）和反光膜。背光板由荧光物质组成，可发射光线，其作用主要是提供均匀的背景光源。液晶显示器亮度与背光板光源有关，背光板光源越亮，液晶显示器的亮度越高。

LCD 显示屏幕比例均为 16:9，背光光源为 LED 光源。不同厂商的产品屏幕尺寸规格不同，物理拼缝也大小各异。

LCD 拼接大屏幕的主要特点：

（1）分辨率高，可达 4K（3480×2160）分辨率；

（2）屏幕亮度、色彩均匀，影像稳定不闪烁；

（3）对比度高，可达 10000:1；

（4）视角宽阔，水平、垂直视角均可达到 178°以上；

（5）所需安装空间小；

（6）价格低廉。

LCD 拼接大屏幕的主要缺点：

（1）拼缝较大；

（2）施工难度较大，安装调试时屏幕容易损坏；

（3）响应时间存在一定延时，一般为 5～8ms。

**（四）小间距 LED 拼接大屏幕**

小间距 LED 拼接大屏幕一般是指灯珠间距小于 2mm，即 P2 以下的 LED 显示大屏幕，目前国内小间距 LED 显示屏有 SMD 和 COB 两种封装技术。

（1）SMD（surface mounted devices）封装。SMD 封装 LED 显示屏采用表面贴装器件将 RGB 三种不同颜色的 LED 晶片封装在同一个胶体内形成灯珠器件并焊接在灯珠支架上，再通过回流焊接方式将 LED 灯珠支架的四个焊脚焊接在印刷电路板上。

（2）COB（chip on board）封装。COB 封装技术是将 RGB 三种不同颜色的 LED 晶片直接封装在印刷电路板上，并用环氧树脂胶封装固化。

与 SMD 封装技术相比，COB 封装技术门槛较高，有利于产品质量控制；整体封装提高了 LED 大屏幕防碰撞、防潮、防尘等性能，但由于 LED 大屏幕散热集中，需增加散热风扇。此外，COB 无法实现现场单点维修，只能将模块返厂维修，且维修后会影响屏幕色彩一致性。

小间距 LED 大屏幕的主要优点：

（1）屏幕亮度高；

（2）视角宽阔，水平、垂直视角均可达到 160°以上；

（3）对比度高，可达 10000:1；

（4）所需安装空间小。

小间距 LED 大屏幕的缺点：

（1）长时间观看易使人眼产生疲劳，损害视力；

（2）单位面积屏幕分辨率远低于 DLP、LPD、LCD，细节显示能力相对较差；

（3）画面质量随亮度降低而降低；

（4）存在死灯现象，并且会随运行时间的增加而增加；

（5）后期维护工作量大，LED 显示屏均匀度恶化易出现花屏现象，需要重新校正。

**（五）投影机投影边缘融合拼接大屏幕**

投影机投影边缘融合拼接大屏幕由多台工程投影机、融合处理器和整幅投影屏幕组成，通过融合技术将一组投影机投射出的画面边缘重叠部分的灯光亮度逐渐调低，使整幅画面的亮度一致，显示出一个没有缝隙的高分辨率的画面。投影边缘融合拼接大屏幕是真正意义上的无缝拼接大屏幕。

投影机投影边缘融合技术大屏幕主要优点：

（1）屏幕无物理拼缝；

（2）投影机与屏幕分离，屏幕不占用空间。

投影边缘融合技术大屏幕的主要缺点：

（1）大屏幕整体分辨率低于 DLP、LCD 拼接大屏幕；

（2）显示方式固定，不灵活；

（3）灯源寿命短，一般不大于 20000h，而且不同厂家产品不通用，导致运行维护成本高；

（4）投影机噪声大。

**（六）大屏幕主要技术指标分析比较**

1. 分辨率

LPD、小间距 LED 和投影机投影融合大屏幕技术的分辨率较 DLP 拼接、液晶拼接大屏幕技术低。

2. 亮度

上述四种拼接技术在亮度方面均能够满足应用需求。其中小间距 LED 有过亮问题，液晶屏在亮度上较为合适。

3. 对比度

小间距 LED 对比度是最高的，DLP 拼接单元和液晶近似。从需求端看，上述四种大屏幕技术的对比度都超过实际显示的需要和人眼的分辨极限，这就使得大屏幕技术的画面质量取决于软件的优化，而非硬

件限制。

4. 灰度等级

单独从产品指标上看，四种大屏幕技术均能够满足应用需要，但工程实际中需要注意小间距 LED 存在亮度降低、灰度损失严重的问题。

5. 响应时间

现有的各种大屏幕显示系统指标各异，但均能够满足电力行业应用需求。

6. 拼缝

DLP、LPD、小间距 LED 和投影机投影边缘融合拼接大屏幕均可视为无拼缝大屏幕，均能够满足无拼缝的应用需求。相对而言，LCD 拼接大屏幕缝隙较明显，并且由于屏幕具有脆弱性，LCD 显示单元拼接的施工难度也将随着物理缝隙的减小而增加。

7. 工程空间成本

DLP、LPD 拼接大屏幕所需安装空间较大，小间距 LED 和 LCD 大屏幕具有较大优势。

8. 后期维护成本

后期维护成本包括稳定性、耗材、调试、灰尘处理等。LCD 拼接大屏幕在这方面的优势比较明显。LCD 显示单元产品的高封闭性、高稳定性，对单元内置散热需求低、零耗材的成本优势，决定了 LCD 拼接大屏幕具有更好的可维护性。DLP 和 LPD 拼接大屏幕激光技术的应用，也使得维护成本得以降低。小间距 LED 拼接屏需要较高的后期维护成本。投影机投影边缘融合大屏幕的投影机光源寿命相对较短，因此后期维护成本也相对较高。

## 二、设计要点

### （一）大屏幕技术选择

电力系统大屏幕显示系统主要应用在监控大厅（包括电网调控大厅，配调大厅、运营监测大厅和信调监控大厅）、应急指挥大厅、交易大厅等场合。

工程中大屏幕系统设计应综合考虑不同的应用需求、大屏幕技术发展状况、设备安装条件（房间空间大小）和系统性价比。

从技术发展趋势上看，在未来一定时期内，DLP 拼接、LPD 拼接、LCD 拼接、小间距 LED 四种大屏幕技术将作为拼接大屏幕的主流技术，形成互补的格局。从技术长远发展趋势看，全新的超高清（4K 及以上分辨率）柔性显示器拼接大屏幕技术将有更广阔的应用空间。

1. 监控大厅大屏幕

监控大厅必须 7×24h 连续工作，并能够针对突发状况及时反应。因此大屏显示系统必须适合长时间观看，并且具备高稳定性。此外，信息可视化要求大屏幕系统具备高分辨率，精细的画面显示能力。因此，精细化显示、长时间观看、高稳定性、低噪声是对监控大厅类大屏幕系统的基本要求。

室内正常照明条件下，适合长期注目观看的显示屏最佳亮度为 100～300cd/m$^2$，而小间距 LED 显示屏正常使用时的亮度一般在 600cd/m$^2$ 以上，因此现阶段监控大厅类大屏幕可选用 DLP 拼接、LPD 拼接和 LCD 拼接大屏幕技术，而不宜采用小间距 LED 大屏幕技术。

投影机融合大屏幕技术适用于同时显示的信号源数量较少、侧重于单幅图像整体显示的场合，可用作规模较小的地市级调控大厅或配调大厅的大屏幕系统。此外，投影机存在灯源寿命短、噪声大的问题，安装设计需考虑采取减少噪声干扰的措施，同时方便更换光源。

2. 应急指挥大厅大屏幕

应急指挥大厅大屏幕需要同时显示的信号源数量较多，对画面高清晰度需求较高，而对大屏幕拼缝大小要求不高，因此宜选用 LCD 拼接大屏幕。

3. 交易大厅大屏幕

交易大厅大屏幕系统主要用于在正常工作时间将信息展示给客户，不需要 7×24h 连续工作，因此上述四种大屏幕技术均可选用。具体采用何种大屏幕技术主要取决于设备安装条件和性价比。

### （二）设计注意事项

大屏幕显示系统在设计时应注意以下五点。

1. 大屏幕高度

应根据所选大屏幕技术特点、房间装修后的净高和人机工程学原理确定大屏幕高度，避免房间净高估算错误导致大屏幕高度设计出错。

2. 大屏幕视角

GB/T 50980—2014《电力调度通信中心工程设计规范》中只对调度大屏幕垂直视角提出要求，而没有考虑水平视角。因此需要特别注意的是，调控大厅大屏幕与调度台之间的距离除了要满足垂直视角的要求外，还应考虑水平视角的要求。四种屏幕技术中 DLP 拼接大屏幕视角较小，半增益视角仅为±35°～38°。

3. 大屏幕散热、冷却

不同类型的大屏幕，其散热方式不同。DLP、LPD 是背面散热；基于 SMD 技术的小间距 LED 主要是表面散热，COB 技术的小间距 LED 则主要依靠背板散热；液晶拼接大屏幕是前后散热；投影机投影拼接融合技术屏幕虽无散热，但需要考虑投影机的散热。因此，应根据所选大屏幕规模和类型考虑空调冷却系统设计。

（1）对采用规模较大且表面发热量较大的大屏幕拼接墙，宜在大屏幕前设置冷风幕。

（2）采用树脂屏幕的 DLP 显示设备对设备前后

的环境温度差异要求较为严格，宜采用开放空间安装方式，前后统一采用大楼中央空调制冷以利于维持大屏幕前后温度一致。

（3）基于COB技术的小间距LED设备需要考虑在大屏后方设置冷风幕。

4. 安装地面楼板荷载

当大屏幕显示系统规模较大，且完全依靠地面楼板承接重量时，应考虑大屏幕安装处地面楼板的承重能力，必要时需要作加固处理。

5. 屏幕前照明

照明设计应避免屏幕产生直接眩光和反射眩光。照明灯具宜采用筒灯，并应避免过于靠近大屏幕。

## 第五节　音频扩声及会议讨论系统

### 一、音频扩声系统

视频会议室以及电网调控大厅、DTS室、应急指挥中心、运营监控中心、交易大厅等工艺房间都会用到音频扩声系统。

音频扩声系统主要包括拾音设备、音频处理设备、音频扩声设备，以及音频扩声系统控制设备。

1. 拾音设备

拾音设备即声音拾取设备，用于在嘈杂的环境中对噪声进行降噪，并提取所需要的声音。工程中用到的典型拾音设备主要有手拉手会议讨论系统、无线会议讨论系统、有线麦克、无线手持麦克和领夹式麦克，以及监控用的拾音器（拾音头）。

（1）手拉手会议讨论系统。手拉手会议系统由会议主机（也称中央处理器）、主席单元、代表单元、分支连接线组成。

拉手会议系统所有话筒采用首尾依次串联连接、幻象电源供电方式，因此得名手拉手会议系统。例如：第一只话筒接到会议主机后，从第一只话筒引出一根线接上第二只话筒，然后从第二只话筒引出一根线接到第三只话筒，依次可串联几十个话筒。

手拉手会议系统接线简单，具有互控功能，因此广泛应用于会商室及视频会议室。

手拉手会议系统话筒连接有开环链接和环接两种方式，开环链接存在前一个话筒损坏后后接话筒可能会失效的缺点，而环接方式则可有效地解决上述问题。

（2）无线会议讨论系统。无线会议讨论系统可采用红外技术、2.4G无线技术、无线WIFI网络技术等无线技术。一般用于对保密性和音频效果要求不严格的中小型会议室。

（3）有线麦克。一般用于召开全体会议的会议大厅，作为主席台发言话筒，直接接入调音台。

（4）无线手持麦克和领夹式麦克。由接收机、接受天线、发射器、话筒组成，一般使用UHF波段、锁相环频率合成控制技术。工程中，无线麦克主要有以下三方面用途：

1）用于多功能厅演出或演讲主持；

2）作为手拉手会议系统的补充，用于应急指挥大厅以及类似其他用途会议室；

3）用于调度大厅、运监大厅等场所，对外讲解使用，常用的有一拖二、一拖四两种。

（5）拾音器（拾音头）。主要用于DTS演习室、变电站，也可作为全向麦克风用于小型视频会议室。

2. 音频处理设备

音频处理设备用于对音频信号的电平、噪声、均衡和反馈进行处理，并将音频信号送至音频扩声设备。

音频处理设备有两种形式：①具有某种特定功能的分立式音频处理设备，如调音台、压限器、均衡器等；②功能集成为一体的数字音频矩阵。

（1）分立式音频处理设备。工程中常用的分立式音频处理设备如下：

1）调音台。调音台又称调音控制台，是音频扩声系统的核心，用于将多路输入信号进行放大、混合、分配、音质修饰和音响效果加工。调音台按信号输出方式可分为模拟式调音台和数字式调音台。

2）频率均衡器。频率均衡器的作用主要有：校正音响设备产生的频率畸变，补偿信号中欠缺的频率成分，抑制过重的频率成分；校正室内声学共振特性产生的频率畸变，弥补建筑声学上的结构缺陷；抑制声反馈，改善厅堂扩声质量；修饰美化音色，提高音质和音响效果。

3）反馈抑制器。反馈抑制器是一种能最大限度抑制拾音器或音频扩声设备内部声反馈的音频处理设备。

4）压限器。压限器用于调整音频信号的振幅，其主要用途包括：压缩信号的动态范围，防止过励失真；对大电平信号的峰值加以限制，以保护后面的功放不致损坏；降低噪声电平，提高信号传输通道的信号噪声比；提供一些特殊的音响效果。

（2）数字音频矩阵。数字音频矩阵又称为数字音频处理器。一般包括输入增益控制（INPUTGAIN）、输入均衡调节（INPUT EQ）、输入端延时调节（INPUT DELAY）、输入极性（相位）转换（input polarity）、信号输入分配路由选择（ROUNT）、高通滤波器（HPF）、低通滤波器（LPF）、输出均衡器（OUTPUTEQ）、极性（polarity）、增益（GAIN）、延时（DELAY）、限幅器（LIMIT）等功能。

由于使用方便，工程设计中多采用数字音频矩阵

作为音频处理设备。所有的音源都统一输入到数字音频媒体矩阵中，由数字音频媒体矩阵统一管理分配，利用相应的管理软件可以自由分配输入端的声音到任意的输出端上，送到扩声系统中，在现场重放出来。声音的音质及细节可以通过数字音频媒体矩阵中的声音处理系统进行调整。

3. 扩声设备

扩声设备指功放、音箱（扬声器）。不同于多功能厅应用，电力工程设计所涉及的音频扩声系统大多属于会议类扩声，声音的清晰度高、声干涉小（没有声反馈啸叫）、扩声均匀度好是对会议扩声系统的基本要求。应结合装修方案，运用声场设计软件确定扩声设备配置，以保证会议声音的均匀一致性，避免强弱不均，局部声音过大以及回响等现象。在音箱的选择上应避免使用大功率高声压音箱。

4. 扩声声场设计

扩声声场设计的目的在于利用科学的模拟计算做指导，建造一个理想的扩声空间，设备的性能得到充分发挥。在很多工程中都不同程度地存在声聚焦、声震颤、声反馈、声音共振等声场缺陷，严重的甚至有可能使系统无法正常工作。通过声场设计，能够有效地避免上述问题的发生。

声场设计包括建筑声学设计和扩声声场设计：建筑声学设计主要包括房间结构、尺寸、形状设计和装修设计等；扩声声场设计主要用于确定音箱（扬声器）数量、安装位置、安装角度、技术指标选择，并给出建筑声学设计缺陷的补救措施等。声场设计需要通过专业软件完成，其软件的主要功能如下：

（1）确定合理的混响时间。合理的混响时间依靠所用吸声装饰材料实现，根据声场设计软件模拟计算的结果，可以给出装饰材料的合理建议。在实际工程中，还会遇到业主指定要求在部分墙体采用某一类型的建筑装修材料的情况，此时，可以根据软件模拟计算的结果，在房屋其他装饰面上选择相应的吸音材料来弥补已确定使用的装饰材料对声场造成的不利影响。

（2）确定适当的声压级。根据房间的面积、容积以及结构来选择相应类型的扬声器系统。不同性质的厅堂，根据级别的高低，声压级要求也不相同。具体应满足国家相关规定中的不同厅堂的声压级标准要求。设计时主要考虑功率的大小及灵敏度的高低。

（3）保证声压均匀的覆盖整个听众区。声场均匀度要求在整个扩声区域内，各处的平均声压值偏差要在很小的范围内，一般要求在 10～12dB 以下，否则会造成声场不均匀。

声压均匀度与音箱（扬声器）的辐射特性、分布方式以及房间是否存在声场缺陷有直接关系。另外，音箱（扬声器）功率大小的分配也直接影响声压级分布是否均匀。

（4）减少声压的重叠与干涉。声压的重叠与干涉等声场缺陷与音箱（扬声器）的分布排列形式、指向角度、覆盖角度大小是密不可分的。特别是当多组音箱同时出现在同一声场时，问题尤为严重。

（5）达到较高的传声增益。在声场中，扩声系统无论能达到多么高的声压级，当有话筒或声学乐器存在时，总是不能完全发挥。因此，传声增益始终是一个不容忽视的问题。特别是当会议系统中有多只话筒出现时，更应该从建声及电声角度综合分析，避免啸叫的发生。

（6）保证较高的语言清晰度。一般来说，解决了直达声和混响声的比例问题，清晰度往往就会有较为可观的改善。

（7）避免常见的声缺陷。这是建声的基础工作，一旦发生诸如驻波、声聚焦、回声、梳妆滤波等现象，首先尽量从厅堂的结构上解决。如果土建无法改动，则可以改变外观装修装饰，比如增加屏风、障板、吸声球、扩散体等，破坏声缺陷的产生，提高扩声质量。

5. 音频扩声系统集中控制

在调度通信中心大楼建设工程中常常会涉及多个会议室音视频系统控制问题。常规设计各个会议室均采用独立控制方式，每个会议室旁边均需要设置独立的控制室，当同时召开会议时，需要分别派人至相应的会议室现场操作，给管理部门带来极大的压力和不便。为解决该问题，设计可考虑采用网络分布式视频处理系统和网络分布式音频处理系统，实现在总控制室内对多个视频会议室的图像和声音进行监视和对音视频设备的集中控制。

## 二、会议讨论系统

会议讨论系统也称为会议发言系统，是电子会议系统中的一种，工程中常简称为会议系统，广泛应用于各种会议室。随着技术的发展，会议讨论系统不仅具有扩声功能，还派生出签到、表决、同声传译、视像跟踪、电子桌牌、电子文件传阅、批注等各种形式会议相关的功能。

1. 会议讨论系统分类

依信号（音频、视频、控制、数据）传输方式，会议讨论系统分为有线型和无线型两种。有线型系统具有结构简单、性能稳定、保密性强的特点，同时也有需要布线成本高，不易移动的缺点；无线型系统因采用不同的无线技术，特点与有线型系统刚好相反。

由于无线会议讨论系统采用的无线技术本身的技术特性导致系统存在运行不稳定的风险，且厂家产品

良莠不齐，效果不一。因此电网工程中采用较多的是有线型会议系统，无线型系统多在地县级小型会议室应用。

依据功能及组成模式，有线型会议系统分为传统的多话筒会议系统和手拉手会议系统。

（1）多话筒会议系统。该系统以调音台为主，配置多个话筒分别通过线缆接入调音台。这种形式的会议系统功能单一，但对音控操作人员要求较高，要求实时对每一路话筒进行调控，对不用的话筒要及时做闭音处理。还有一种改进形式的多话筒会议系统，即增加自动混音器，对来自话筒的信号进行自动混音，输出给调音台的某一路。所谓自动混音，就是将多路话筒插入自动混音器，调整好合适的增益后，全部开启话筒，混音器能自动识别哪一个话筒在使用，于是触发打开该路进行放大处理，并关闭不用话筒的输入通道。增加自动混音器的好处是能自动开闭话筒的输入通道防止干扰，自动设定合适的输入电平，使声音响度基本一致，提高了会议扩声效果，减轻了音控人员的压力。

（2）手拉手会议系统。多话筒会议系统一般使用的话筒数在 8 个以内，太多了对使用与调控带来不便。对于发言者众多的会场，一般采用手拉手会议系统。系统中所有话筒之间都用专用线串联起来，最后到会议主机，如同手拉手一般。

早期的手拉手会议系统采用的也是模拟技术，随着技术的进步，对会议的功能要求日渐丰富，采用模拟技术难以满足会议功能需要，因而出现了手拉手数字会议系统。这类会议系统基本结构没有大的变化，但能方便地增加电子桌牌、签到、录音、摄像自动跟踪控制以及同声传译、投票表决等功能，控制稳定性也得到提高。

2. 会议系统功能要求

电网工程应用场景中，会议系统只需具备基本的会议发言、讨论功能、市话接口功能和麦克-摄像联动自动跟踪控制功能，通常不需要签到、录音、同声传译、投票表决等附加功能。从系统性价比和实际应用需求考虑，电子桌牌功能一般也另外单独设置。

（1）会议发言、讨论功能：系统能够控制设置同时发言人数量，并具有主席机发言优先控制、代表发言控制功能。

（2）电话接口功能：主要用在应急指挥中心项目。

（3）麦克—摄像联动自动跟踪控制功能能够在发言人打开麦克时激活摄像机，在无人操作的情况下准确、快速地对发言人进行特写摄像。

3. 手拉手会议系统设备配置

手拉手会议系统主要由系统主机（中央控制单元）、发言机（分为主席机和代表机两类）和连接线缆组成。

（1）系统主机：是手拉手会议系统的核心，用于系统设置，对会议进行自动控制并进行会议管理。通过它可以实现自动会议控制，也可以通过电脑操纵，实现更复杂的会议管理。其控制的会议设备主要包括发言设备、同声传译、电子表决、数字音视频通道及数据通道。

（2）发言机：由话筒和控制面板构成，通过专用线缆接入会议主机。一个系统一般配置一个主席发言机、若干个副主席发言机和几个上百个代表发言机（数量根据参会人数确定）。主席发言机和副主席发言机具有优先发言权、控制发言权。会议过程中可通过主席机话筒控制键控制会议发言进程，可选择允许发言、拒绝发言或终止发言。主席发言时可以使其他代表的话筒暂时关断。代表发言机则具有申请发言、发言排队、听取发言功能。

（3）连接线缆。手拉手数字会议系统采用一根专用线串联起来，音频信号、控制信号和电源都通过同一条线缆传输。线缆连接方式一般采用菊花链连接方式连接。对于一些对可靠性要求严格的项目，可采用环形连接方式，形成线缆连接回路冗余备份，可避免会议系统由于连接线缆或某一个发言单元发生故障导致其他发言单元无法使用。

## 三、系统设备供电、接地

音频扩声系统抗干扰能力弱，易受外界干扰产生噪声，而且不易消除。其中电源引入干扰噪声是音频扩声系统噪声产生的主要原因，因此设备对于供电和接地设计要求非常高。

1. 设备供电设计

音频扩声系统设备供电设计应注意以下三点：

（1）应采用 TN-S 电源系统，PE 线的杂音干扰不应大于 25mV，宜采用 UPS 电源供电；

（2）应避免与大功率设备采用同一相电源供电；

（3）应配置时序电源设备为音频扩声设备供电。

音响系统设备要求顺序开机和关机。正确的开机顺序是按照音源信号流程的方向开机，正确的关机顺序则与开机顺序相反，否则容易产生浪涌电流和反峰电压损害设备。

2. 接地设计

音频扩声系统设备应采用星形接地方式，并应确保系统所有设备均实现良好的接地连接。此外，信号线屏蔽层应采用一端接地方式，不应悬空或两端接地。

# 第六节　通信电源系统

电网调度通信中心应设置独立的–48V 通信电源

系统，关于通信电源系统的配置方法可参考第二十一章第九节内容。

## 第七节 不间断电源系统

电网调度通信中心需设置不停电电源系统为自动化系统、应急指挥系统、信息系统、视频监控系统、运监系统、信息和通信网管系统、机房动力环境监控系统等系统的计算机、网络设备供电。

通常，电网调度通信中心不停电电源系统按照自动化用 UPS 系统和信息、通信用 UPS 系统两套系统设置，也有部分电网公司按照自动化、通信、信息三套不停电电源系统设置。其中自动化 UPS 系统仅用于为自动化系统供电；信息及通信 UPS 系统则分别用于信息系统设备、信息及通信机房动力环境监控系统设备、网管设备、视频会议系统设备以及应急指挥中心、运营监控中心设备供电。按照国家电网公司规定要求，自动化 UPS 系统不能为非自动化专业管辖设备供电。

### 一、负荷统计及容量计算

1. 负荷统计方法

工程设计中常用的负荷统计方法主要有以下两种：

（1）基于已有设备用电负荷和已知的新增系统设备用电负荷，并考虑预留 30%左右的远期设备扩充用电负荷；

（2）根据机房所容纳机柜的数量，按照机柜平均用电负荷计算，机柜平均用电负荷则需根据以往工程经验，并综合考虑电网公司业务系统特点和机房规模确定。以省级电网公司为例：自动化机房一般按照每面机柜用电负荷为 2.5～3kW 考虑，信息机房按照每面机柜用电负荷为 3～3.5kW 考虑。

实际工程设计中上述两种负荷统计方法通常同时应用，并对两种统计方法的结果加以分析比较。如果两种方法结果基本一致，可按照两种负荷统计方法中数额最大的考虑。如果两种方法结果相差较大，则可取其平均值。

2. 自动化用不停电电源系统负荷统计

自动化用不停电电源系统的供电负荷主要有：

（1）电网调控系统、配网自动化系统及配套系统（KVM 系统、机房动力环境监控系统）设备用电负荷；

（2）自动化机房、调度大厅（调度室）部分照明负荷；

（3）自动化机房空气调节系统设备紧急供电负荷；

（4）安装在自动化机房的其他应用系统设备用电负荷。

3. 信息、通信不停电电源系统负荷统计

信息、通信用不停电电源系统供电负荷主要包括：

（1）信息系统、通信系统运行监控系统及配套系统（网管系统、KVM 系统、机房动力环境监控系统）设备用电负荷；

（2）视频监控系统、运监系统设备负荷；

（3）信息和通信机房以及信通监控大厅部分照明负荷；

（4）信息和通信机房空气调节系统设备紧急供电负荷；

（5）应急指挥中心设备供电及部分照明供电负荷；

（6）运营监控中心除大屏幕之外的其他监控设备用电负荷；

（7）安装在通信及信息机房内的其他业务系统设备用电负荷。

4. 系统主机容量选择

（1）系统主机容量应根据负荷统计结果进行选择，并与常用不停电电源设备的容量规格相匹配。系统负荷功率因数一般可按照 0.8 计算。

（2）当系统安装地点海拔高度超过 1000m 时，应考虑设备制造厂商降容使用要求进行容量校正。

（3）设计应考虑一定容量备份，一般可按照 30%考虑。

### 二、系统构成

1. 不停电电源系统的类型

电网数据中心不停电电源系统可以分为交流 UPS 电源系统和高压直流（HVDC）电源系统两种类型。

（1）交流 UPS 电源系统构成。交流 UPS 电源系统由在线式 UPS 电源设备、配电设备和蓄电池组构成。当交流市电正常时，市电输入电源经过 UPS 主机整流、逆变，向交流输出母线供电；当交流失电时，由蓄电池组通过 UPS 主机逆变后向负荷供电；当一套 UPS 主机出现故障，逆变器不能正常工作时，可通过 UPS 主机的静态旁路开关给负荷供电。

UPS 电源主机主要由整流器、逆变器、静态转换开关、手动检修旁路开关构成。设备分为工频机、塔式高频机和模块化高频机三种类型。其中：工频机采用的是可控硅直流，因其工作电路的频率为工频，故称为工频机；高频机采用 IGBT 整流，因其电路工作频率在 20kHz 以上，故相对于工频机而言，称为高频机。工频机的逆变器与高频机相同，也是采用 IGBT。此外，工频机配置有输出升压变压器，而高频机则通过 IGBT 整流升压得到一个足够高的直流电压，经 IGBT 逆变调整后直接得到 380/220V 恒定的输出电压，从而省却了输出升压变压器。

模块化高频机采用高频主机模块化以及多模块并联技术，以适应高可靠性、高可维护性以及根据负荷增长情况分期投资建设电源系统的需求。

随着技术的发展，电网数据中心建设项目中采用的UPS设备已经逐步由工频机转向高频机。

（2）高压直流不停电电源系统。高压直流（也称为HVDC或直流UPS）供电技术诞生于20世纪90年代，主要用于数据中心供电。已有高压直流供电系统的电压分别为240、300、380、400V和570V。我国主要采用240、380V两个电压等级。其中，中国电信采用直流240V，并主导制定了YD/T 2378—2011《通信用240V直流供电系统》，中国移动则采用直流380V。

HVDC供电系统主要由AC/DC整流模块、电池组、直流配电柜、监控单元及绝缘监察装置等组成。与交流UPS供电系统相比，省去了DC/AC逆变器、静态开关及工频UPS配置的隔离变压器。

2. 两种不停电电源供电系统效率比较

应根据设备技术的发展和供电方式，对HVDC和UPS两种供电系统效率进行科学的分析比较。

负荷率是影响供电系统效率的关键因素。根据基于主流厂商所提供的设备效率曲线所做的分析研究，在电网数据中心供电系统常规运行方式下，当系统负荷率为50%时，高效的380V HVDC直流供电系统的整体效率比工频UPS交流供电系统高出约4%，比高频塔式UPS交流供电系统高出约1.5%，与模块化UPS交流供电系统基本相当。当系统的负荷率为15%及以下时，采用HVDC供电系统效率可提高约6%。

此外，如果交流UPS供电系统采用经济工作模式（ECO）、旁路无功补偿（BSS）节能供电运行模式，其效率可达97%以上，HVDC供电系统在系统效率方面低于交流UPS供电系统。

## 三、系统配置

### （一）交流UPS供电系统设备配置方案

出于对安全等级的要求，电网数据中心典型交流UPS供电系统常采用2*N*配置方式，正常情况下单套UPS系统的负荷率小于50%。此外，一些电网公司对UPS系统最大负荷有相应的规定，如国家电网公司规定调度自动化主站UPS系统初始设计的负荷率应不大于80%，即初期投运时单套UPS的负荷率不大于40%。

如果采用模块化主机，由于模块化UPS主机单个模块故障时可在线更换，对供电影响很小，因此初始设计单套UPS供电系统按照50%负荷率考虑。

对于地市及以上等级调控中心和省级信息中心，UPS系统宜采用分裂运行方式，即系统的交流输出采用单母线分段接线，两套UPS主机分别接于不同的输出母线段，两段母线之间可设置母联负荷开关。

1. UPS设备配置

UPS主机应根据系统容量需求、电池后备供电时间要求和UPS技术发展状况确定UPS主机配置方案。

对于400kVA及以下容量较小的系统，UPS主机宜采用单台塔式高频机或模块化高频机；对于400kVA以上的系统，宜采用多机并联配置方案或采用模块化高频机。

一般情况下UPS采用三相输出，容量为10kVA及以下容量的UPS供电系统可选用单相输出UPS。

2. 配电系统设备配置

交流不停电电源配电系统一般分为输入配电系统、输出配电系统。

（1）输入配电系统。输入配电系统主要由自动切换开关（ATS）、UPS交流进线屏（输入配电屏）和防雷器组成，此外，还应根据需要配置母线输入配电柜。UPS市电交流输入用电应取自两路不同的交流市电供电母线。当市电配电系统设置有备自投时，不宜配置ATS。UPS交流进线屏（输入配电屏）安装有交流进线断路器、交流出线断路器，电源容量较小时，ATS切换装置也可安装在屏内。

（2）输出配电系统。输出配电系统有配电柜供电方案和母线供电方案两种。

1）配电柜供电方案一般用于容量较小的系统，输出配电系统主要由UPS输出配电柜、UPS负荷分配屏组成。其中输出配电柜安装在UPS电源室，负荷分配屏则安装在所需供电的设备附近。

此外，还应根据系统配置和供电需要考虑设置UPS并机屏和输出回路静态切换开关（STS）。

2）母线供电方案一般用于容量较大的系统，取代配电柜和分配柜（机房内电源列头柜）为IT机柜供电。系统主要由封闭母线槽、馈电单元、插接单元（用于为IT设备机柜供电）、安装支架、终端封构成。其中：馈电单元主要由电缆馈电箱、连接法兰组成，用于为母线槽供电；封闭母线槽由标准长度的母线段、弯头、接插口组成，通过供电母线将电源从UPS电源室引至IT设备机柜旁；插接单元将母线供电转换为电缆供电方式，用于为IT设备机柜供电；终端封用于保护母线槽末端。封闭母线既可采用吊装方式，也可采用地板下安装方式。

由于母线供电方案具有高可靠性、管理维护方便、便于扩展等优点，在电网数据中心机房中得到越来越广泛的应用。

（3）接线形式。UPS电源应采用TN-S系统接线形式。

### （二）高压直流供电系统设备配置方案

HVDC供电系统主要由交流输入配电系统、主机整流机架、高频开关直流模块、直流配电系统、监控

单元及绝缘监察装置组成。由于IT设备电源额定电压为220V，可直接使用240V HVDC电源。因此电网数据中心HVDC电源系统宜采用240V HVDC电源系统，工程设计可参照YD/T 2378—2011《通信用240V直流供电系统》。

同样基于可靠供电需要，电网数据中心HVDC供电系统也应采用2*N*配置方式，正常情况下单套HVDC供电系统的负荷率小于50%。由于HVDC供电系统均采用模块化主机并机运行系统结构，因此初始设计单套HVDC电源设备的负荷率可按照50%考虑。

（1）HVDC主机设备。HVDC主机设备由整流机架、高频开关直流模块构成。

1）单套系统中并联使用的整流机架数量不超过3个。

2）在一个整流机架内的高频开关模块不应超过20个。

3）每个机架内高频开关模块一般应采用*N*+1冗余配置方式。当主模块数量大于10个时，可增加1个备用模块。

（2）交流配电设备。HVDC电源供电系统交流输入配电系统配置与交流UPS电源系统的输入配电系统配置基本相同。

（3）直流配电设备。直流配电系统一般采用两级配电结构，设备由直流系统总输出配电屏和负荷分配屏组成，总输出配电屏与电源设备安装在一起，通过母排或电缆与开关电源设备互连，负责给负荷分配屏供电；而负荷分配屏则安装在IT设备区，用于为IT设备机柜供电。当供电区域较大、设备较多时，也可增加一级，形成三级配电结构。

## 四、蓄电池配置

### （一）交流不停电电源供电系统蓄电池配置

1. 蓄电池容量计算

蓄电池容量是指在标准环境温度（通常采用25℃）下，电池在给定时间放电至终止电压时可提供的恒定电流与持续放电时间的乘积。

电网公司数据中心UPS电源系统后备蓄电池容量（Ah）计算方法，主要有恒功率法、电源法、能量守恒估算法（恒电流法），其中恒功率法和电源法需要根据设备具体型号计算。由于工程设计过程中无法确定设备具体型号，因此一般采用能量守恒估算法估算蓄电池容量。能量守恒估算法虽然有误差，但能够满足工程初步设计和设备招标文件编制需要，且计算简单、不受蓄电池型号的限制。蓄电池容量估算公式如下

$$A_h=(S\cdot\cos\varphi\cdot T)/(\eta\cdot V_{BAT}\cdot K)=P\cdot T/(\eta\cdot V_{BAT}\cdot K) \qquad (24\text{-}11)$$

式中 $S$——UPS容量，kVA；

$P$——UPS输出功率，kW；

$\cos\varphi$——输出功率因数，一般按0.8考虑；

$\eta$——UPS逆变率，一般按0.95考虑；

$V_{BAT}$——电池电压，按照不同UPS直流工作电压考虑，V；

$T$——后备供电时间，根据相关规程、市电供电可靠性及用户要求确定，h；

$K$——放电系数，一般按0.7考虑。

2. 蓄电池选型

系统应采用环境温度为25℃条件下浮充使用寿命不少于10年的长寿命、免维护的贫液型玻璃纤维隔板（AGM）或胶体（GEL）阀控密封铅酸蓄电池（VRLA）。

3. 蓄电池电压选择

蓄电池组电压应满足UPS主机的直流工作电压要求，可采用2、6V或12V。

4. 蓄电池组配置

（1）应根据主机额定直流工作电压以及蓄电池容量计算结果确定UPS主机配置的蓄电池组数，每台/组UPS主机应至少配置1组蓄电池。

（2）蓄电池并联组数不应超过4组。

（3）蓄电池并联运行时要求所有的蓄电池组采用同一品牌且参数相同。

（4）蓄电池的连接线应采用柔性直流阻燃电缆，耐压值应大于1000V。

5. 蓄电池安装

（1）蓄电池宜单独安装在专用的蓄电池室，且两套UPS蓄电池宜分开安装在不同的蓄电池室。

（2）蓄电池组宜采用支架安装方式。支架具有维护、检查、搬动蓄电池方便的特点。

（3）支架应能承受蓄电池重量和抗7度地震的能力，保证电池间连线不中断，单体不破裂。

（4）支架应有可靠的接地点，支架之间应用软编织导线连接，接触可靠，接地电阻小。

### （二）高压直流供电系统蓄电池配置

1. 蓄电池容量计算

（1）HVDC不停电电源系统每套主机应配置独立的蓄电池组，应根据系统主机容量要求进行计算。

（2）蓄电池后备供电时间应根据有关规程、规定，市电供电可靠性以及用户要求确定。

2. 蓄电池选型

HVDC不停电电源系统蓄电池选型要求与交流UPS电源系统蓄电池选型要求相同，宜采用环境温度为25℃条件下浮充使用寿命不少于10年的长寿命、免维护的AGM蓄电池。

3. 蓄电池电压选择

（1）蓄电池单体电压可采用2、6V或12V。

（2）蓄电池组电压宜采用 240V 标称电压，变化范围为 204～288V。

4. 蓄电池组配置

（1）应根据主机额定直流工作电压以及蓄电池容量计算结果确定 UPS 主机配置的蓄电池组数，每台/组 UPS 主机应至少配置 1 组蓄电池。

（2）蓄电池并联组数不应少于 2 组，最多不宜超过 4 组。

（3）蓄电池并联运行时要求所有的蓄电池组采用同一品牌且参数相同。

（4）蓄电池的连接线应采用柔性直流阻燃电缆，耐压值应大于 1000V。

5. 蓄电池安装

HVDC 不停电系统蓄电池安装要求与 UPS 电源供电系统相同。

## 第八节　机房动力环境监控系统

常规动力环境监控系统监测、管理的对象一般为机房电源系统设备、机房内外环境，机房空气调节系统设备、火灾探测报警设备、保安系统设备、视频设备，且基本不对设备进行控制。随着数据中心规模的增加、业务的拓展和机房精细化管理以及节能减排的需求，机房动力环境监控系统监测、管理的对象已经扩展到机房内运行的服务器、存储设备、交换机、路由器设备、安全防护设备，以及机柜设备安装空间、机房能耗、重要设备机柜微环境，并且对空气调节设备进行实时控制以实现机房节能。此外，监控信息展示方式也由简单的二维图表方式，逐步向三维动态可视化发展。未来随着信息集成技术和大数据应用技术的应用，设备故障智能分析、状态检修管理等智能化功能也有望在机房动力环境监控系统中得到应用。

### 一、系统功能

1. 信息采集与监控

信息采集与监控是机房动力环境监控系统的基础功能，实现包括机房环境、电源系统设备、空气调节系统设备、安防、消防在内的实时信息采集和运行监控。数据采集的内容和数量除应满足实时监控需求外，还应满足其他应用功能数据采集的需求。

2. 能耗管控

系统根据机房室内外温湿度、压力监测数据、空气调节系统设备运行参数及状态数据，对能耗数据进行分析，并对机房精密空调、新风机、加湿器、排风机等设备进行实时智能协调控制，最大限度地实现节能减排、绿色运行。能耗管控功能包括下述五个功能模块。

（1）机房 *PUE* 计算：分时、日、月、季、年计算机房 PUE 值以及各部分能耗占比。对于公用部分设备产生的能耗，应能够合理计算机房能耗分担占比。

（2）空调能效监测：实时计算各个空调设备的负荷及能效比。

（3）不停电电源系统能效监测：实时计算电源设备的负荷变化及能效比。

（4）空气调节系统智能协调控制：优化空调、新风、加湿设备运行模式，实现节能控制。

（5）应用系统功耗统计：计算应用系统各个设备机柜实际功耗。

3. 服务器等 IT 设备健康状态监控

采集各种机架式服务器、刀片服务器、磁盘阵列设备内部部件的健康状态参数，发现问题隐患，及时预警。通过远程管理服务器，实现操作系统重装、死机重启、日志查看，协助管理者迅速解决硬件失效原因诊断以及各项硬件问题，使服务器尽快恢复正常运行。

4. 容量管理

容量管理应包括机房负荷容量管理、机房制冷量管理、机房屏位及机柜内物理空间管理、机房地面承重能力管理等，可实现精确统计、可视化管理和预测分析，为机房规划、扩容规划提供决策信息，为设备部署提供有效的指导与管控。

5. 设备资产管理

设备资产管理应贯穿设备整个生命周期，主要包括登记录入管理、进出管理、维保管理三部分。

（1）登记录入管理：登记录入设备台账、供应商信息、设备变动信息。

（2）进出管理：记录设备进出机房时间及设备安装位置。

（3）维保管理：记录运行情况、事故情况和设备维修情况。

6. 报警管理功能

系统报警管理功能应满足如下要求：

（1）支持采用告警列表、推图、闪烁、多媒体语音报警、拨打电话、发送短消息等多种方式将实时告警信息及时通知到用户。

（2）所有报警信息可按重要情况分组别、分等级报警；可将预先设定好的各个设备组的实时报警事件通过短信、电话、邮件的方式发送给指定人员，将不同设备的报警事件发送给不同的管理人员。

（3）所有的报警信息都可自由设定报警次数和两次报警的时间间隔。

（4）告警过滤：系统可对所有报警事件进行判断，分析各报警事件的因果关系，通过预先设定的逻辑关系，屏蔽部分报警事件，减少突发性事件潮（如停电）

带来的误报警和容量冲击，实现准确定位事件根源，提高管理人员的工作效率。

（5）系统应支持对过滤时间、过滤条件、过滤报警进行设置。

（6）告警屏蔽：系统应支持在设备维护期间屏蔽设备报警信号，避免误报。设备维护时间可由用户设定，系统应提供设备维护时间管理界面。

（7）双向短信互动：用户可以通过发送短信指令的方式实时查询某一设备的运行状况，获取所关注的数据。

7. 报表管理功能

提供各种维度的运行分析报表，为机房运维管理部门决策提供数据支持。

8. 值班管理

提供值班人员交接班日志，内容包括交接班记录、操作记录等。

9. 可视化展示功能

系统可视化展示功能主要包括以下六方面内容。

（1）建筑场景、设备场景可视化：提供动态、多视角的机房三维建筑场景和机柜分布场景。

（2）机房环境信息可视化：以云图方式（温度云）展示机房内不同区域温度高低分布情况以及统一区域不同高度的温度变化情况。

（3）容量可视化：基于机房和机柜 3D 模型展示机房机柜屏位空间和机柜内部设备安装空间；展示机柜供电能力，包括各机柜实际用电负荷、供电裕量。

（4）布线管线可视化：基于三维建筑模型，利用 3D 可视化分层、分类展现设备之间的连接关系，包括配线架、设备端口占用情况、设备之间的物理连接链路，以及管线分布和走线情况。

（5）能效管理可视化：采用饼图、仪表盘、趋势图、棒图等方式展示机房能耗分布情况、*PUE* 值、*PUE* 变化趋势、温湿度变化情况和用电量情况。

（6）资产管理：通过机柜、服务器、网络设备、磁盘阵列等 IT 设备以及空调、新风、排风设备、UPS 设备等基础设施的设备三维模型，实现机房内各类设备的虚拟仿真，并与设备参数数据链接，从而实现资产设备的可视化管理和展现。

10. 系统互联接口

（1）系统应支持与业务系统运行监控系统接口，实现共用一套多媒体告警系统。根据要求，也可以将两个系统合并，建设综合监控系统，实现功能一体化集成。

（2）对于采用冷冻水空调的机房，系统应与冷水机组监控系统接口互联，实现信息交互。

（3）多机房监控系统互联：系统支持采用 TCP/IP 方式与分散在不同地区的机房监控系统互联接口，实现集中统一监控管理。

（4）根据要求，系统可与火灾告警系统或控制器通信接口，采集火灾告警信息。

## 二、监测控制内容

### （一）环境监控

1. 温湿度监测

（1）监测机房内冷通道、热通道以及重要设备机柜内的微环境温湿度。

（2）监测新风系统引入新风温湿度、表冷段进风温湿度和出风口温湿度。

（3）监测空调设备的送风口和回风口温湿度。

（4）监测加湿器进风口和出风口温湿度。

2. 气压监测

（1）监测机房室内外大气压力或压差。

（2）监测新风机入口与出口压差。

3. 漏水监测

监测空气调节设备以及水管管道漏水情况。

4. 消防告警监测

实时监测机房内的火灾告警情况。

5. 安全防盗监控

监控机房人员进出情况，并与视频监控实现报警联动。

6. 照明灯光控制

系统能够对机房照明进行远程开关灯控制。

### （二）空气调节设备运行监控

1. 机房空调设备监控

监测精密空调送风温度、湿度；回风温度、湿度等运行参数以及各部件的运行状态及故障状态，控制空调的启停和运行模式，实时调节温度和湿度设定值。

2. 新风系统运行监控

监测新风机工作状态，控制新风机运行模式、风机的启停和风阀的开启度，调节引入新风量。

3. 加湿器运行状态监控

监测加湿器工作状态，控制加湿器风机的启停，调节加湿量。

### （三）动力系统监控

1. 供配电运行监控

（1）开关状态监测：实时采集、监视配电柜、供电柜或母线供电系统插接单元开关状态以及智能 PDU 输入、输出回路开合遥信信号。

（2）供配电参数监测：监测配电系统的运行参数（输入输出电流、功率、功率因数、有功电能量以及母线电压等）。

2. 不停电电源设备运行参数及状态监测

对不停电电源设备的各部件工作状态、运行参数

及报警信息等进行实时监测。

3. 电池组监测

监测蓄电池电压、内阻、充放电电流和电池表面温度等参数。

对于高压直流供电系统，还应监测直流母线和每个分路与地的绝缘性能，以判断是否发生接地故障或绝缘性能降低。

4. 电源防雷器监测

监测配置的防雷器工作状态。

（四）视频监控

监控机房内场地情况，并实现摄像机与门禁系统告警联动。

（五）IT 设备健康状态监测

监控硬件（CPU、内存、硬盘、电源、风扇）等各项健康状况数据。

## 三、监测控制方式

（一）动力环境监控

1. 温湿度监测

（1）通过在机房地板下或封闭冷通道顶部安装带有 RS-485 通信接口的智能温湿度传感器监测冷通道温湿度。

（2）通过在吊顶天花上安装带有 RS-485 通信接口的智能温湿度传感器实现热通道温湿度，传感器应靠近空调设备安装。

（3）每个冷、热通道均应安装传感器。

（4）室外环境温湿度监测可通过新风系统实现。

（5）在机房内出入口墙壁上和远离空调设备一侧的墙壁上安装智能温湿度传感器用于监测机房室内温度。

（6）重要设备机柜内安装智能温湿度传感器或随智能 PDU 配套温湿度探头实现重要机柜内微环境温湿度监测。

（7）通过新风机自身配置的温湿度传感器监测新风系统冷却设备段前温湿度和新风机出口温湿度。

（8）通过空调设备自身配置的温湿度传感器监测空调设备的送风口和回风口温湿度。

（9）通过加湿器自身配置温湿度传感器监测加湿器进风口和出风口温湿度。

2. 气压监测

（1）在机房出入口和排风口安装大气压力或压差传感器监测机房室内外大气压力或压差。

（2）通过新风机设备配置的压力传感器监测新风机入口与出口风压差。

3. 漏水监测

通常可采用绳式漏水监测报警装置结合点位式漏水监测报警装置监测漏水情况。

4. 消防告警监测

通过安装的烟雾报警探测器或早期火灾预警监测装置，实时监测机房内的火灾情况。

对于消防告警监测，建议烟雾报警探测器告警信号只接入大楼火灾告警系统，由大楼管理部门统一监测管理。工艺设计只考虑将早期火灾预警监测装置接入机房动力环境监控系统，或通过大楼火灾告警系统控制器接口采集火灾告警信息。

5. 安全防盗与视频监控

（1）通过门禁设备、入侵告警器和视频监控设备实现。

（2）门禁控制器宜按照出入门数量单独设置。

（3）摄像机宜采用红外高清 IPC。摄像机布点应满足安防监控和消防监控需要。此外，可增加布点以满足设备操作监控要求。

6. 照明灯光控制

宜配置带有 RS-485 接口的智能数字量遥控输出模块，实现对机房照明灯具进行远程开、关控制。

7. 电源配电开关设备状态监控

对于常规配电柜，采用智能开关量数据采集模块，就近安装在配电柜上，通过开关设备辅助触点实现开关设备遥信信号分布式采集；对于没有辅助触点的开关设备，可采用智能开关状态转换模块，通过监测回路电流通断并将其转换为开关接通、断开状态信号实现遥信信号采集。

智能开关量数据采集模块和智能开关状态转换模块通过RS-485通信接口和标准ModBus协议与系统平台互联。

对于智能配电柜，可通过 RS-485 通信接口将开关量信息传送至系统平台。

8. 供配电运行参数监测

（1）在配电柜中安装智能电量仪表采集，并通过 RS-485 通信接口和标准 ModBus 协议接入系统平台。

（2）对于配置有智能 PDU 的机柜，可通过智能 PDU 监测机柜用电量或机柜内各个设备供电回路的负荷电流。

9. 不停电电源设备运行状况

（1）通过不停电电源设备提供的通信接口及通信协议，实现运行参数以及部件工作状态、报警信息的采集、监控。

（2）通过电源设备配置提供的通信接口监测电池组电压、充放电电流，或通过专用的蓄电池在线监测系统监测蓄电池电压、内阻、充放电电流和电池表面温度等参数。

（二）IT 设备健康状态监控

通过 IT 设备配置的智能平台管理接口（intelligent platform management interface，IPMI）和网络交换机

接入系统平台。

（三）容量管理与设备资产管理

基于多种物联网技术结合可视化技术，对设备资产的进出机房实现闭环检查和设备资产的自动化定位跟踪管理和容量管理。

（1）定位器：应用电子标签进行货物标识，支持RFID方式和条形码方式。

（2）定位数据采集器：采用手持读写器和 RFID信号自动采集装置，配合无线物联网或以太网通信技术实现定位数据的人工采集和自动采集。

## 四、系统组成

（一）系统架构

传统的机房动力环境监控系统功能简单，多采用集中式系统架构，系统主要以工控机或嵌入式服务器作为后台主机，且多为单机配置。随着应用功能需求的不断增加、扩展，集中式系统架构已不适应技术的发展，基于平台技术的分布式综合管理系统架构应是机房动力环境监控系统应用的发展方向。

针对机房动力环境监控系统应用的特点，系统硬件上可采用平台层、网络接入层和数据采集层三层架构。其中：

（1）平台层用于实现数据集中存储、处理、计算以及各项监控、管理功能；

（2）网络接入层作为系统平台与数据采集层之间的接口，用于实现数据采集设备与平台之间的接口形式转换以及与其他系统之间通过串行通信口交换数据；

（3）数据采集层用于实现数据的分布式采集。

（二）平台硬件设备配置

系统平台硬件设备主要由平台服务器、监控工作站、视频存储及转发设备、网络交换机以及多媒体告警系统设备构成。其中：

（1）平台服务器：采用 PC 服务器作为平台数据采集、数据库管理及应用服务器。由于数据量不大，通常情况下数据采集、监控以及数据库管理可共用一套服务器，可视化服务器宜单独设置。

（2）监控工作站：采用 PC 图形工作站作为机房监控运行专用工作站。

（3）视频存储及转发设备采用 NVR，用于实现摄像机接入、管理，视频信号存储、转发。

（4）网络设备：系统对网络设备要求不高，可采用百兆或千兆网络交换机作为系统网络连接设备，一般情况下采用单网配置方式。

（三）网络接入设备

机房动力环境监控数据采集设备多数配置串行通信接口（RS-485 或 RS-232 接口），如温湿度传感器、智能电能仪表、智能 PDU、分布式开关量、模拟量采集模块等，因此可采用标准的串口服务器作为RS-485/RJ-45 接口转换设备。

（四）多媒体报警装置

多媒体报警装置配置短信报警、电话报警一套和语音报警设备一套，也可考虑与调控监控系统共用一套设备。

（五）系统平台软件配置

（1）系统软件平台相关组件为系统提供数据服务及功能应用支撑，主要包含操作系统跨平台支持软件、数据库管理、图形管理、告警管理、报表及打印管理软件等组件。

（2）平台软件设计应是面向对象的、开放性的，具有跨平台、跨数据库、移植性强、高复用性、可扩展性强的 B/S 技术体系架构。

（3）系统数据库可选用 PostgreSQL、MySQL、SQL Server、Oracle、Sybase 等常用的关系型数据库。

# 第九节 综合布线

综合布线是一种结构化的、灵活性极高的建筑物内或建筑群之间的信息传输通道。综合布线系统将语音、数据与多媒体业务的配线网络经过统一的规范和设计，采用相同的传输介质、信息插座、适配器等，把性质不同的信号综合到一套标准的布线系统中。同传统的布线方式相比较，综合布线具有兼容性、开放性、灵活性、可靠性、先进性和经济性等优点，且施工、维护方便。

电网工程综合布线设计一般只考虑信息内网业务、信息外网业务（包括无线网络业务）、语音业务三类业务应用。而大楼安全技术防范系统、出入口控制系统、停车库（场）管理系统、访客对讲系统、智能卡应用系统，智能楼宇建筑设备监控系统、能耗计量及数据远传系统、公共广播系统、信息导引（标识）及发布系统等弱电系统的信息传输布线一般另行考虑，根据要求，工程中也可将上述弱电信息传输布线与网络、语音传输布线统筹规划、合并考虑。

综合布线系统设计应符合 GB 50311《综合布线系统工程设计规范》要求。

## 一、系统构成

综合布线系统（premises distribution system，PDS）可分为建筑群子系统、干线子系统和配线子系统三个基本部分，实际工程设计中通常将其细分为工作区子系统、水平干线子系统、垂直干线子系统、建筑群子系统、管理（间）子系统、设备间（机房）子系统六部分。

1．工作区子系统

工作区子系统由各办公区域内的插座面板、信息插座模块以及与终端设备的连接电缆构成。

2．水平子系统

水平布线子系统是指由工作区内的信息插座模块至楼层配线设备间（电信间）配线设备的水平电缆线。水平子系统的功能是将干线子系统线路延伸到用户工作区。

水平布线子系统将电缆从楼层配线架连接到各工作区的信息插座上，一般处在同一楼层，当楼层信息点规模较小，且水平缆线长度在90m范围内时，也可考虑二～三个楼层合用一个子系统。

信息内网、信息外网的信息传输带宽一般应按照1000M考虑，水平布线一般采用屏蔽6A类双绞线。

考虑到系统的经济性，单纯语音业务水平布线一般采用三类非屏蔽线即可，如果考虑未来增加多媒体业务，则可采用五类非屏蔽双绞线。

3．垂直主干子系统

垂直主干子系统提供建筑物的主干电缆路由，实现主配线架和中间配线架的连接，是综合布线系统的神经中枢。网络传输一般采用光纤作为传输介质，语音传输一般采用大对数铜缆作为传输介质。

4．建筑群连接子系统

该子系统是指主建筑物中的主配线架延伸到另一建筑物中的主配线架上的连接系统。与垂直子系统类似，通常采用光纤或大对数铜缆连接。它是整个布线系统的一部分（包括传输介质）并支持提供楼群之间通信所需的硬件，其中有电缆、光缆和防止电缆浪涌电压进入建筑物的保护设备。

5．管理（间）子系统

管理间也称为楼层配线间或弱电间，同时，管理间也是安装楼层交换机的场所，为同楼层终端设备组网提供条件。管理（间）子系统主要包括双绞线跳线架、光纤配线架、跳线等，是垂直干线子系统和水平子系统的桥梁，当终端设备位置或局域网的结构变化时，只需改变跳线方式即可，不必重新布线。

为便于维护管理，综合布线的每一根电缆、光缆、配线设备、终接点、接地装置、管线等组成部分均应给定唯一的标识符，并应设置标签。标识符应采用统一数量的字母和数字等标明。水平布线和垂直布线电缆的两端均应标明相同的标识符，并采用不同颜色区别各类业务与用途。

综合布线系统工程规模较大以及用户有提高布线系统维护水平和网络安全的需要时，可采用智能配线管理系统对配线设备的端口进行实时管理，显示和记录配线设备的连接、使用及变更状况。智能配线管理系统应具备下列基本功能：

（1）实时智能管理与监测布线连接通断及端口变更状态；

（2）以图形化显示为界面，浏览所有被管理的布线部位；

（3）管理软件提供数据库检索功能；

（4）用户远程登录对系统进行远程管理；

（5）管理软件对非授权操作或链路意外中断提供实时报警。

6．设备间（机房）子系统

设备间（机房）是进行综合布线系统配线管理、网络管理和信息交换的场所，设备间（机房）子系统由设备间（机房）内的配线设备和相关支撑硬件组成，其主要作用是将中继线交叉处和布线交叉连接处接到应用系统设备上，并把公用系统的各种不同设备互联起来。

设备间（机房）配线设备设计一般随机房建设工程统一考虑。

## 二、信息点位设置

信息点位设置是综合布线设计的重要环节。考虑系统的先进性、可靠性以及可扩充性，工作区信息插座应采用双孔信息插座配置，信息模块宜全部采用六类产品，标准86系列RJ-45模块面板，便于数据和语音插座的互换，并满足数据系统对千兆网的技术性能要求，以适应新技术的发展与应用。

1．信息单元配置

一个信息单元也称为一个标准信息点位组，由一个内网信息点、一个外网信息点、一个电话信息点、一个预留信息点组成。信息单元的配置数量应根据房间平面图，综合考虑业主要求和布点灵活性，并结合同类工程项目设计、施工经验和使用情况调查确定。工程可行性研究和初步设计阶段信息单元布设数量可按照如下原则估算：

（1）普通办公室。按照每4m$^2$设置1个信息单元考虑，并预留1～2个信息单元。对于大型敞开式集中办公房间，应适当增加预留信息单元数量。

（2）领导独立办公室。根据相关领导办公用房标准，领导独立办公室一般为1～2人，可按照人数+1估算信息单元数量。

（3）会议室。小型会议室一般采用会商型会议桌，可按照会议桌座席数量估算信息单元数量；大型会议室一般采用长条会议桌，多排布置，可按照会议桌前排座位数估算信息单元数量。

（4）资料室。按照2个信息单元考虑。

（5）综合性管理房间。按照普通办公室考虑估算信息单元数量。

2．工作区信息插座安装

工作区信息插座安装一般分为以下两种方式：

（1）信息插座暗装或明装在墙体或立柱上，盒底距地高度宜为300mm，适用于房间面积不大的办公房间；

（2）信息插座安装在卡位工作台侧隔板面上或地面上，适用于大开间、敞开式集中办公的场所及地面采用网络地板的房间。

## 三、水平布线

水平布线设计主要包含楼层管理间设置、水平子系统布线管槽路由设计、楼层管理间配线设备配置、水平布线线缆数量计算、楼层配线间空调设置五个方面内容。

1. 楼层管理间设置

楼层管理间宜与弱电井合并考虑设置，其数量和位置应根据相关楼层平面图上弱电井的位置和主要区域信息点分布位置考虑。此外，对于一些信息点较为密集，且具备设备安装条件的场所，如多媒体教室，也可以兼作管理间。

楼层管理间的面积应根据工程中配线设备与以太网交换机设备的数量、机柜的尺寸及布置确定，使用面积不应小于5m$^2$。

2. 水平子系统布线管槽路由设计

水平子系统布线主要分为天花板吊顶内桥架敷设线缆和地板下线槽敷设线缆两种方式，具体采用何种方式主要取决于地面装修方式。当办公房间地面采用活动地板时，宜采用地板下线槽敷设线缆方式；如果采用其他装饰材料，则应采用天花板吊顶内桥架敷设线缆方式。

水平子系统布线主桥架路由主要设置在公共走廊，其位置应方便维护，并应避免设置在消防供水管道下方。

支路布线管槽根据信息点部署情况确定。对于墙装信息点，需在墙体内预埋不同规格的镀锌钢管，将线缆引至墙上的暗装信息盒内；对于地面安装（卡位安装）信息点，宜在地面垫层中预埋金属线槽，将线缆引至房间内的各个信息点出线口。

3. 楼层管理间配线设备配置

楼层管理间配线设备主要功能是将垂直干线与各楼层水平布线子系统相连接。楼宇综合布线系统的灵活性和优势主要体现在水平布线子系统上，只要简单地进行跳线操作就可以完成信息端口与智能系统的连接，极大地方便了线路重新布置和网络终端的调整。

通常情况下，楼层管理间设置1～2面网络布线机柜，内有光纤配线架、双绞线配线架、音频配线架、接入层网络交换机等设备，分别用于信息内网、信息外网、语音配线。配线设备根据工作区信息点数量考虑，并留有一定的备用容量。

管理间布线应采用上走线布线方式。内网、外网机柜宜分别设置，共用水平、竖向金属桥架。

4. 水平布线线缆量计算

水平布线线缆指楼层配线架至信息端口（插座）的连接线缆，宜采用低烟无卤6A类八芯非屏蔽双绞线（UTP），最大长度不应超过90m。水平布线线缆量可按照如下公式计算

水平线缆平均长度=（最大距离+最小距离）÷2×1.1+端接容限　　（24-12）

线缆箱数=信息点数×水平线缆平均长度÷单位长度/箱　　（24-13）

其中，铜缆光端接容限取值6m，光缆取值为12m。

5. 楼层配线设备间空调设置

室内温度应保持在10～35℃，相对湿度应保持在20%～80%。当楼层配线设备间内安装的交换机设备较多时，应考虑采取通风或空调设备以满足设备可靠运行对环境温湿度的要求。当需要安装空调设备时，宜选择多联机空调。

## 四、垂直布线

信息内网、外网网络主干光缆光纤总芯数，应满足工程的实际需求与线缆的规格要求，并应留有不少于20%的备份芯数。工程中一般采用不少于24芯支持万兆带宽的室内多模光缆或单模光缆，宜采用标称波长为850nm和1300nm的多模光缆，由信息中心机房向各楼层设备间星形铺设。

信息内网、外网网络主干光缆应设置备份，并应采用不同路由。

当语音业务采用传统的模拟音频传输技术时，语音主干采用三类或五类大对数主干UTP电缆，具体容量对应各楼层的用户语音信息点数量配置，并增加一定扩充裕量（不小于10%）。

当语音业务采用IP电话时，布线也同样采用光缆，并与信息内网、外网网络主干光缆一并考虑。

## 五、机房布线

机房布线设计不仅包含楼宇综合布线，还包含机房内部设备互连、机房之间互连以及与大楼外部互联所需布线。

1. 楼宇综合布线设备

楼宇综合布线设备数量应根据管理间配线设备统计结果确定，并留有一定备份容量。

机房内宜设置单独的大楼综合布线配线设备区域或布线机柜。

2. 机房内部综合布线

（1）布线方式。目前机房布线系统主流上包含下走线、上走线及上下走线三种走线方式。

1）下走线，即强电弱电均在防静电活动地板下方布线，由于所有布线均为隐蔽式，机房整体效果较为美观。但由于所有电缆均在地板下，后期维护较为麻烦。此外，当机房地板下空间作为精密空调送风静压仓时，地板下过多的槽盒会影响气流组织。

2）上走线，即强电弱电均在机柜上方布线，可以利用吊装桥架、机柜上支架安装桥架、机柜顶部加布线槽等多种安装方式。上走线方式可有效避免水浸、鼠害等隐患，对于气流组织影响小，后期维护相对简单。但因吊装桥架、机柜上支架安装桥架两种方式所有线缆及线槽均在明处，影响整体美观。同时，上走线布线对机房内净空高度有较高的要求。此外，上走线布线设计需尽量避免将桥架设置在热通道上方。

3）上下走线，又分为强电下走、弱电上走和强电上走、弱电下走两种方式。两种方式对于布线的要求及整体外观是相同的，强弱电分开布线可以有效地解决电磁干扰及机房举架过低问题。

（2）布线结构。自动化机房和网络机房内部布线系统宜采用分布式布线系统，为后期系统扩容提供便利条件，并降低后期线缆维护难度。即在机房内设置网络核心区，配置核心交换设备和主配线设备，在每排应用系统机柜一端设置一个网络配线列头柜，配置接入交换机和配线设备，上端采用光缆与核心交换设备互联，下端采用跳线与机柜内应用系统设备互连。当网络拓扑改变时，仅需在网络配线柜内更改交换机至配线架跳线即可。

（3）机房间互连线缆布线。除机房与楼层管理间之间敷设垂直干线线缆外，还应在信息机房、通信机房、自动化机房、应急指挥中心设备间、运营监控中心设备间、视频会议室设备间之间设计互连光缆，宜同时敷设单模和多模两种光缆以满足灵活性应用的需要。

# 附　　录

## 附录 A　变电设备型式和基本参数

### A.1　变压器

**A.1.1**　±500kV 级及以下直流输电用油浸式单相双绕组换流变压器性能参数见表 A-1。

**表 A-1**　　±500kV 级及以下直流输电用油浸式单相双绕组换流变压器性能参数

| 额定容量（MV·A） | 电压组合 | | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） | 声压级 [dB（A）] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 网侧绕组额定电压（kV） | 网侧绕组分接范围（%） | 网侧绕组额定电压（kV） | | | | | | |
| 297 | $525/\sqrt{3}$ | +16×1.25<br>−6×1.25 | 210 | Ii0 | 147 | 665 | 0.15 | 16 | ≤75 |
| 297 | $525/\sqrt{3}$ | | $210/\sqrt{3}$ | Ii0 | 164 | 670 | 0.15 | 16 | ≤75 |
| 282 | $525/\sqrt{3}$ | +16×1.25<br>−6×1.25 | 199 | Ii0 | 127 | 620 | 0.15 | 15.2 | ≤75 |
| 282 | $525/\sqrt{3}$ | | $199/\sqrt{3}$ | Ii0 | 149 | 620 | 0.15 | 15.2 | ≤75 |

注　1．短路阻抗是以额定容量为基准值的基波短路阻抗。
2．空载损耗未考虑直流偏磁的影响。
3．负载损耗为基波损耗，未考虑谐波电流的影响。如果考虑谐波电流的影响，则谐波损耗按 GB / T 18494.2—2007《变流变压器　第 2 部分：高压直流输电用换流变压器》的规定计算。
4．负载损耗和短路阻抗的参考温度均为 75℃。
5．声压级以正弦空载励磁和正弦负载电流励磁为基准。

**A.1.2**　±800kV 级直流输电系统用高端（600、800kV）油浸式单相双绕组换流变压器性能参数见表 A-2。

**表 A-2**　　±800kV 级直流输电系统用高端（600、800kV）油浸式单相双绕组换流变压器性能参数

| 额定容量（MV·A） | 电压组合 | | | 联结组标号 | 阀侧绕组最大相电压（kV） | 直流偏磁电流（A） | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） | 声压级 [dB(A)] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 网侧绕组（kV） | 分接范围（%） | 阀侧绕组（kV） | | | | | | | | |
| 250 | $525/\sqrt{3}$ | +18×1.25<br>−6×1.25 | 169.85 | Ii0 | 174.5 | 5.8 | 122 | 648 | 0.20 | 18.0 | ≤75 |
| 250 | $525/\sqrt{3}$ | | $169.85/\sqrt{3}$ | Ii0 | $174.5/\sqrt{3}$ | 5.8 | 170 | 577 | 0.20 | 18.0 | ≤75 |
| 244.1 | $525/\sqrt{3}$ | +16×1.25<br>−8×1.25 | 165.59 | Ii0 | 171.7 | 5.8 | 113 | 624 | 0.15 | 18.5 | ≤75 |
| 244.1 | $525/\sqrt{3}$ | | $165.59/\sqrt{3}$ | Ii0 | $171.7/\sqrt{3}$ | 5.8 | 162 | 565 | 0.20 | 18.5 | ≤75 |
| 321.1 | $530/\sqrt{3}$ | +23×1.25<br>−5×1.25 | 170.3 | Ii0 | 177.2 | 10 | 178 | 620 | 0.15 | 18.0 | ≤75 |
| 321.1 | $530/\sqrt{3}$ | | $170.3/\sqrt{3}$ | Ii0 | $177.2/\sqrt{3}$ | 10 | 250 | 616 | 0.22 | 18.0 | ≤75 |
| 297.1 | $515/\sqrt{3}$ | +22×1.25<br>−6×1.25 | 157.6 | Ii0 | 164.9 | 10 | 188 | 683 | 0.25 | 16.7 | ≤75 |
| 297.1 | $515/\sqrt{3}$ | | $157.6/\sqrt{3}$ | Ii0 | $164.9/\sqrt{3}$ | 10 | 188 | 671 | 0.25 | 16.7 | ≤75 |

注　1．短路阻抗是以额定容量为基准值的基波短路阻抗。
2．空载损耗未考虑直流偏磁的影响。
3．负载损耗为基波损耗，未考虑谐波电流的影响。如果考虑谐波电流的影响，则谐波损耗按 GB/T 18494.2—2007 的规定计算。
4．负载损耗和短路阻抗的参考温度均为 80℃。
5．声压级以正弦空载励磁或正弦负载电流励磁为基准。

**A.1.3**　发电厂用 1000kV 升压变压器基本参数见表 A-3。

表 A-3　　发电厂用 1000kV 升压变压器基本参数

| 额定容量（MV·A） | 电压组合 | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压（kV） | 低压（kV） | | | | | |
| 400 | $1100/\sqrt{3}$<br>$1050/\sqrt{3}$ | 27 | Ii0 | 190 | 880 | 0.15 | 18 |
| 380 | | | | 180 | 790 | | |

注　1．根据使用需要，可选择其他容量，对应的参数由用户和制造厂协商确定。

2．如运行允许，应优先选用无分接结构。

3．根据用户的要求，高压 $1050/\sqrt{3}$ 可选±2×1.25%分接，高压 $1100/\sqrt{3}$ 可选−4×1.25%分接。

**A.1.4**　1000kV 级单相三绕组无励磁调压自耦变压器基本参数见表 A-4。

表 A-4　　1000kV 级单相三绕组无励磁调压自耦变压器基本参数

| 额定容量（MV·A） | 电压组合及分接范围 | | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） | 容量分配（MV·A） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压（kV） | 中压（kV） | 低压（kV） | | | | | | |
| 1000 | $1050/\sqrt{3}$ | $515/\sqrt{3}$<br>$520/\sqrt{3}$<br>$525/\sqrt{3}$ | 110 | Ia0i0（三相组YNa0d11） | 185 | 1580 | 0.1 | 高—中：18<br>高—低：62<br>中—低：40 | 1000/1000/334 |
| 1500 | | | | | 280 | 2270 | 0.1 | | 1500/1500/500 |

注　1．短路阻抗为 100%额定容量时的数值。

2．优先选用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。

3．根据用户的要求，中压可选±4×1.25%分接。

**A.1.5**　750kV 级单相双绕组无励磁调压变压器基本参数见表 A-5。

表 A-5　　750kV 级单相双绕组无励磁调压变压器基本参数

| 额定容量（MV·A） | 电压组合 | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压（kV） | 低压（kV） | | | | | |
| 240 | $800/\sqrt{3}$<br>$750/\sqrt{3}$ | 22 | Ii0（三相组YNd11） | 120 | 525 | 0.15 | 15 |
| 260 | | 18，20，20 | | 120 | 545 | 0.15 | |
| 380 | | 24，27 | | 140 | 810 | 0.10 | |

注　1．优先选用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。

2．根据用户的要求，高压 $800/\sqrt{3}$ kV 可选±2×2.5%、±1×2.5%或−2×2.5%分接；高压 $750/\sqrt{3}$ kV 可选±1×2.5%或−2×2.5%分接。

**A.1.6**　750kV 级单相三绕组无励磁调压自耦变压器基本参数见表 A-6。

表 A-6　　750kV 级单相三绕组无励磁调压自耦变压器基本参数

| 额定容量（MV·A） | 电压组合及分接范围 | | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） | 容量分配（MV·A） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压（kV） | 中压（kV） | 低压（kV） | | | | | | |
| 500 | $800/\sqrt{3}$<br>$750/\sqrt{3}$ | $345/\sqrt{3}$ | 63<br>66 | Ia0i0（三相组YNa0d11） | 180 | 920 | 0.20 | 高—中：16<br>高—低：44～50<br>中—低：25～33 | 500/500/150 |
| 700 | | | | | 132 | 1090 | 0.15 | 高—中：18<br>高—低：55～57<br>中—低：35～37 | 700/700/233 |
| 500 | | $242/\sqrt{3}$ | | | 105 | 890 | 0.10 | 高—中：21<br>高—低：43<br>中—低：22 | 500/500/150 |

注　1．短路阻抗为 100%额定容量时的数值。

2．优先选用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。

3．根据用户要求，中压可选±2×2.5%分接。

**A.1.7** 500kV 级 100～484MV·A 单相双绕组无励磁调压电力变压器基本参数见表 A-7。

表 A-7 500kV 级 100～484MV·A 单相双绕组无励磁调压电力变压器基本参数

| 额定容量（MV·A） | 电压组合 | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压（kV） | 低压（kV） | | | | | |
| 100 | $500\sqrt{3}$<br>$525\sqrt{3}$<br>$535\sqrt{3}$<br>$550\sqrt{3}$ | 13.8；15.75 | Ii0 | 61.0 | 225 | 0.20 | 14 |
| 120 | | 15.75；18.20 | | 70.0 | 260 | 0.20 | |
| 200 | | 15.75；18.20；21 | | 114 | 380 | 0.15 | |
| 223 | | 18 | | 124 | 412 | 0.15 | |
| 240 | | 18；20；24 | | 131 | 435 | 0.15 | |
| 260 | | 18；20 | | 140 | 460 | 0.15 | |
| 380 | | 24；27 | | 186 | 610 | 0.15 | 16 或 18 |
| 400 | | | | 193 | 633 | 0.15 | |
| 410 | | | | 197 | 645 | 0.15 | |
| 484 | | | | 223 | 730 | 0.15 | |

注 1. 优先选用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。
2. 根据用户的特殊要求，也可带分接，分接范围由用户与制造方协商确定。
3. 当变压器年平均负荷率为 55%左右时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

**A.1.8** 500kV 级 120～1170MV·A 三相双绕组无励磁调压电力变压器基本参数见表 A-8。

表 A-8 500kV 级 120～1170MV·A 三相双绕组无励磁调压电力变压器基本参数

| 额定容量（MV·A） | 电压组合 | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压（kV） | 低压（kV） | | | | | |
| 120 | 500<br>525<br>550 | 13.8；15.75 | YNd11 | 75.0 | 395 | 0.25 | 14 |
| 160 | | | | 90.0 | 490 | 0.20 | |
| 240 | | | | 125 | 665 | 0.20 | |
| 300 | | 13.8:；15.75；18 | | 145 | 785 | 0.20 | |
| 370 | | 15.75；18；20 | | 170 | 900 | 0.15 | |
| 400 | | 18；20；24 | | 175 | 950 | 0.15 | |
| 420 | | 15.75；18；20 | | 185 | 955 | 0.15 | 14 或 16 |
| 480 | | 15.75；18；20 | | 200 | 1060 | 0.15 | |
| 600 | | 15.75；18；20；21 | | 260 | 1335 | 0.15 | |
| 720 | | 18；20；24 | | 305 | 1535 | 0.10 | |
| 750 | | 20；22 | | 315 | 1580 | 0.10 | 16 或 18 |
| 780 | | 22 | | 320 | 1630 | 0.10 | |
| 860 | | | | 345 | 1750 | 0.10 | |
| 1140 | | 27 | | 430 | 2165 | 0.10 | |
| 1170 | | | | 440 | 2200 | 0.10 | |

注 1. 优先选用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。
2. 根据用户的特殊要求，也可带分接，分接范围由用户与制造方协商确定。
3. 当变压器年平均负荷率为 45%左右时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

**A.1.9**　500kV 级 120～400MV・A 单相三绕组无励磁调压自耦电力变压器（中压线端调压）基本参数见表 A-9。

**表 A-9　500kV 级 120～400MV・A 单相三绕组无励磁调压自耦电力变压器（中压线端调压）基本参数**

| 额定容量（MV・A） | 电压组合及分接范围 高压（kV） | 中压及分接范围（kV） | 低压（kV） | 联结组标号 | 空载损耗（kV） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） | 容量分配（MV・A） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 120 | 500/$\sqrt{3}$<br>525/$\sqrt{3}$<br>550/$\sqrt{3}$ | 230/$\sqrt{3}$<br>230/$\sqrt{3}$ ±2×2.5%<br>242/$\sqrt{3}$ ±2×2.5% | 35<br>36<br>37<br>38.5<br>63<br>66 | Ia0i0 | 50.0 | 230 | 0.20 | 高—中：12<br>高—低：34～38<br>中—低：20～22 | 120/120/40 |
| 167 | | | | | 60.0 | 275 | 0.20 | | 167/167/40 |
| | | | | | | | | | 167/167/60 |
| 250 | | | | | 85.0 | 370 | 0.15 | | 250/250/60 |
| | | | | | | | | | 250/250/80 |
| 334 | | | | | 105 | 475 | 0.10 | | 334/334/100 |
| 400 | | | | | 120 | 545 | 0.10 | | 400/400/120 |
| 120 | | | | | 50.0 | 245 | 0.20 | 高—中：12<br>高—低：42～46<br>中—低：28～30 | 120/120/40 |
| 167 | | | | | 60.0 | 290 | 0.20 | | 167/167/60 |
| 250 | | | | | 85.0 | 395 | 0.15 | | 250/250/60 |
| | | | | | | | | | 250/250/80 |
| 334 | | | | | 105 | 510 | 0.10 | | 334/334/80 |
| | | | | | | | | | 334/334/100 |
| 400 | | | | | 120 | 580 | 0.10 | | 400/400/120 |
| 120 | | | | | 50.0 | 245 | 0.20 | 高—中：14～15<br>高—低：42～46<br>中—低：28～30 | 120/120/40 |
| 167 | | | | | 60.0 | 290 | 0.20 | | 167/167/60 |
| 250 | | | | | 85.0 | 395 | 0.15 | | 250/250/80 |
| 334 | | | | | 105 | 510 | 0.10 | | 334/334/80 |
| | | | | | | | | | 334/334/100 |
| 400 | | | | | 120 | 580 | 0.10 | | 400/400/120 |

注　1．短路阻抗为 100%额定容量时的数值。
　　2．当变压器年平均负荷率介于 45%～48%之间时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

**A.1.10**　500kV 级 120～400MV・A 单相三绕组有载调压自耦电力变压器（中压线端调压）基本参数见表 A-10。

**表 A-10　500kV 级 120～400MV・A 单相三绕组有载调压自耦电力变压器（中压线端调压）基本参数**

| 额定容量（MV・A） | 电压组合及分接范围 高压（kV） | 中压及分接范围（kV） | 低压（kV） | 联结组标号 | 空载损耗（kV） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） | 容量分配（MV・A） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 120 | 500/$\sqrt{3}$<br>525/$\sqrt{3}$<br>550/$\sqrt{3}$ | 230$\sqrt{3}$ ±8×1.25% | 35<br>36<br>37<br>38.5<br>63<br>66 | Ia0i0 | 50.0 | 230 | 0.20 | 高—中：12<br>高—低：34～38<br>中—低：20～22 | 120/120/40 |
| 167 | | | | | 60.0 | 285 | 0.20 | | 167/167/40 |
| | | | | | | | | | 167/167/60 |
| 250 | | | | | 85.0 | 380 | 0.15 | | 250/250/40 |
| | | | | | | | | | 250/250/80 |
| 334 | | | | | 110 | 490 | 0.10 | | 334/334/100 |
| 400 | | | | | 150 | 560 | 0.10 | | 400/400/120 |
| 120 | | | | | 50.0 | 250 | 0.20 | 高—中：12<br>高—低：42～46<br>中—低：28～30 | 120/120/40 |
| 167 | | | | | 60.0 | 300 | 0.20 | | 167/167/60 |
| 250 | | | | | 85.0 | 405 | 0.15 | | 250/250/60 |
| | | | | | | | | | 250/250/80 |

续表

| 额定容量（MV・A） | 电压组合及分接范围 | | | 联结组标号 | 空载损耗（kV） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） | 容量分配（MV・A） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压（kV） | 中压及分接范围（kV） | 低压（kV） | | | | | | |
| 334 | 500/$\sqrt{3}$<br>525/$\sqrt{3}$<br>550/$\sqrt{3}$ | 230 $\sqrt{3}$ ±8×1.25% | 35<br>36<br>37<br>38.5<br>63<br>66 | Ia0i0 | 110 | 530 | 0.10 | 高—中：12<br>高—低：42～46<br>中—低：28～30 | 334/334/80 |
| | | | | | | | | | 334/334/100 |
| 400 | | | | | 130 | 610 | 0.10 | | 400/400/120 |
| 120 | | | | | 50.0 | 250 | 0.20 | 高—中：14～15<br>高—低：42～48<br>中—低：28～30 | 120/120/40 |
| 167 | | | | | 60.0 | 300 | 0.20 | | 167/167/60 |
| 250 | | | | | 85.0 | 405 | 0.15 | | 250/250/80 |
| 334 | | | | | 110 | 530 | 0.10 | | 334/334/80 |
| | | | | | | | | | 334/334/100 |
| 400 | | | | | 130 | 610 | 0.10 | | 400/400/120 |

注 1．短路阻抗为100%额定容量时的数值。

2．当变压器年平均负荷率介于45%～50%之间时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

**A.1.11** 330kV级90～720MV・A三相双绕组无励磁调压电力变压器基本参数见表A-11。

**表A-11　330kV级90～720MV・A三相双绕组无励磁调压电力变压器基本参数**

| 额定容量（MV・A） | 电压组合及分接范围 | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压及分接范围（kV） | 低压（kV） | | | | | |
| 90 | 345<br>345±2×2.5%<br>363<br>363±2×2.5% | 10.5<br>13.8<br>15.75<br>18<br>20 | YNd11 | 68.0 | 274 | 0.44 | 14～15 |
| 120 | | | | 85.0 | 340 | 0.44 | |
| 150 | | | | 101 | 402 | 0.41 | |
| 180 | | | | 116 | 461 | 0.38 | |
| 240 | | | | 145 | 572 | 034 | |
| 360 | | | | 198 | 802 | 0.34 | |
| 370 | | | | 202 | 818 | 0.30 | |
| 400 | | | | 214 | 867 | 0.30 | |
| 720 | | | | 332 | 1347 | 0.20 | |

注 1．根据用户要求，低压可选择表中任一电压。

2．优先选用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。

**A.1.12** 330kV级90～240MV・A三相三绕组无励磁调压电力变压器基本参数见表A-12。

**表A-12　330kV级90～240MV・A三相三绕组无励磁调压电力变压器基本参数**

| 额定容量（MV・A） | 电压组合及分接范围 | | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） | 容量分配（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压及分接范围（kV） | 中压（kV） | 低压（kV） | | | | | | |
| 90 | 330±2×2.5%<br>345±2×2.5% | 121 | 10.5<br>13.8<br>15.75 | YNyn0d11 | 77.0 | 335 | 0.46 | 高—中：24～26<br>高—低：14～15<br>中—低：8～9 | 100/100/100 |
| 120 | | | | | 96.0 | 415 | 0.46 | | |
| 150 | | | | | 114 | 491 | 0.43 | | |
| 180 | | | | | 130 | 563 | 0.43 | | |
| 240 | | | | | 162 | 699 | 0.40 | | |

注 1．表中所列数据适用于升压结构产品。

2．升压结构的容量分配也可为100%/50%/100%。

3．根据要求可提供降压结构产品，其短路阻抗：高—低为24%～26%；高—中为14%～15%；中—低为8%～9%。其容量分配可为100%/100%/50%或100%/50%/100%。

4．表中短路阻抗为100%额定容量时的数值。

5．优先选用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。

**A.1.13**　330kV 级 90～360MV·A 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器（串联绕组调压）基本参数见表 A-13。

**表 A-13　330kV 级 90～360MV·A 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器（串联绕组调压）基本参数**

| 额定容量（MV·A） | 电压组合及分接范围 | | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） | 容量分配（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压及分接范围（kV） | 中压（kV） | 低压（kV） | | | | | | |
| 90 | 330±2×2.5% | 121 | 10.5<br>11<br>35<br>38.5 | YNa0d11 | 15.0 | 263 | 0.36 | 高—中：10～11<br>高—低：24～26<br>中—低：12～14 | 100/100/30 |
| 120 | | | | | 56.0 | 324 | 0.36 | | |
| 150 | | | | | 68.0 | 385 | 0.32 | | |
| 180 | | | | | 77.0 | 440 | 0.32 | | |
| 240 | | | | | 96.0 | 547 | 0.28 | | |
| 360 | | | | | 130 | 742 | 0.28 | | |

注　1．表中所列数据适用于降压结构产品。
　　2．根据要求可提供升压结构产品，其短路阻抗：高—低为 10%～11%；高—中为 24%～26%；中—低为 12%～14%。
　　3．表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。
　　4．优先选用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。
　　5．当变压器年平均负荷率为 40%左右时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

**A.1.14**　330kV 级 90～360MV·A 三相三绕组有载调压自耦电力变压器（串联绕组末端调压）基本参数见表 A-14。

**表 A-14　330kV 级 90～360MV·A 三相三绕组有载调压自耦电力变压器（串联绕组末端调压）基本参数**

| 额定容量（MV·A） | 电压组合及分接范围 | | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） | 容量分配（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压及分接范围（kV） | 中压（kV） | 低压（kV） | | | | | | |
| 90 | 330±8×1.25%<br>345±8×1.25% | 121 | 10.5<br>11<br>35<br>38.5 | YNa0d11 | 47.0 | 261 | 0.40 | 高—中：10～11<br>高—低：24～26<br>中—低：12～14 | 100/100/30 |
| 120 | | | | | 59.0 | 324 | 0.40 | | |
| 150 | | | | | 69.0 | 383 | 0.36 | | |
| 180 | | | | | 79.0 | 440 | 0.36 | | |
| 240 | | | | | 99.0 | 547 | 0.32 | | |
| 360 | | | | | 134 | 742 | 0.32 | | |

注　1．表中所列数据适用于降压结构产品，根据要求也可提供升压结构产品。
　　2．表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。
　　3．当变压器年平均负荷率为 42%左右时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

**A.1.15**　330kV 级 90～360MV·A 三相三绕组有载调压自耦电力变压器（中压线端调压一）基本参数见表 A-15。

**表 A-15　330kV 级 90～360MV·A 三相三绕组有载调压自耦电力变压器（中压线端调压一）基本参数**

| 额定容量（MV·A） | 电压组合及分接范围 | | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） | 容量分配（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压（kV） | 中压及分接范围（kV） | 低压（kV） | | | | | | |
| 90 | 330<br>345 | 121±8×1.25% | 10.5<br>11<br>35<br>38.5 | YNa0d11 | 49.0 | 279 | 0.40 | 高—中：10～11<br>高—低：26～28<br>中—低：16～17 | 100/100/30 |
| 120 | | | | | 61.0 | 346 | 0.40 | | |
| 150 | | | | | 72.0 | 410 | 0.36 | | |
| 180 | | | | | 83.0 | 470 | 0.36 | | |
| 240 | | | | | 102 | 584 | 0.32 | | |
| 360 | | | | | 139 | 792 | 0.32 | | |

注　1．表中所列数据适用于降压结构产品，根据要求也可提供升压结构产品。
　　2．表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。
　　3．当变压器年平均负荷率为 42%左右时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

**A.1.16**　330kV 级 90～360MV·A 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器（中压线端调压）基本参数见表 A-16。

**表 A-16　330kV 级 90～360MV·A 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器（中压线端调压）基本参数**

| 额定容量（MV·A） | 电压组合及分接范围 | | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） | 容量分配（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压（kV） | 中压及分接范围（kV） | 低压（kV） | | | | | | |
| 90 | 330<br>345 | 230±2×2.5%<br>230±3×2.5%<br>242±2×2.5%<br>242±3×2.5% | 10.5<br>11<br>35<br>38.5 | YNa0d11 | 23.0 | 293 | 0.32 | 高—中：10～11 | 100/100/30 |
| 120 | | | | | 29.0 | 363 | 0.28 | | |
| 150 | | | | | 34.0 | 431 | 0.24 | | |
| 180 | | | | | 39.0 | 494 | 0.24 | | |
| 240 | | | | | 49.0 | 613 | 0.20 | | |
| 360 | | | | | 67.0 | 836 | 0.20 | | |

注　1．表中所列数据适用于降压结构产品，根据要求也可提供升压结构产品。
2．表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。
3．“高—低”和“中—低”的短路阻抗由制造方与用户协商确定。
4．优先选用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。
5．当变压器年平均负荷率为 30%左右时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

**A.1.17**　330kV 级 90～360MV·A 三相三绕组有载调压自耦电力变压器（中压线端调压二）基本参数见表 A-17。

**表 A-17　330kV 级 90～360MV·A 三相三绕组有载调压自耦电力变压器（中压线端调压二）基本参数**

| 额定容量（MV·A） | 电压组合及分接范围 | | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） | 容量分配（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压（kV） | 中压及分接范围（kV） | 低压（kV） | | | | | | |
| 90 | 330<br>345<br>363 | 230±4×1.25%<br>230±8×1.25%<br>242±4×1.25%<br>242±8×1.25% | 10.5<br>11<br>35<br>38.5 | YNa0d11 | 25.0 | 293 | 0.32 | 高—中：10～11 | 100/100/30 |
| 120 | | | | | 31.0 | 363 | 0.28 | | |
| 150 | | | | | 37.0 | 431 | 0.24 | | |
| 180 | | | | | 42.0 | 494 | 0.24 | | |
| 240 | | | | | 53.0 | 613 | 0.20 | | |
| 360 | | | | | 72.0 | 837 | 0.20 | | |

注　1．表中所列数据适用于降压结构产品，根据要求也可提供升压结构产品。
2．表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。
3．“高—低”和“中—低”的短路阻抗由制造方与用户协商确定。
4．当变压器年平均负荷率为 30%左右时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

**A.1.18**　220kV 级 31.5～420MV·A 三相双绕组无励磁调压电力变压器基本参数见表 A-18。

**表 A-18　220kV 级 31.5～420MV·A 三相双绕组无励磁调压电力变压器基本参数**

| 额定容量（MV·A） | 电压组合及分接范围 | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压分接范围（kV） | 低压（kV） | | | | | |
| 31.5 | 220±2×2.5%<br>240±2×2.5% | 6.3<br>6.6<br>10.5 | YNd11 | 28.0 | 128 | 0.56 | 12～14 |
| 40 | | | | 32.0 | 149 | 0.56 | |
| 50 | | | | 39.0 | 179 | 0.52 | |
| 63 | | | | 46.0 | 209 | 0.52 | |
| 75 | | 10.5<br>13.8 | | 53.0 | 237 | 0.48 | |
| 90 | | | | 61.0 | 273 | 0.44 | |
| 120 | | | | 75.0 | 338 | 0.44 | |

续表

| 额定容量（MV·A） | 电压组合及分接范围 | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压分接范围（kV） | 低压（kV） | | | | | |
| 150 | 220±2×2.5%<br>240±2×2.5% | 10.5<br>13.8<br>15.75<br>18<br>20 | YNd11 | 89.0 | 400 | 0.40 | 12～14 |
| 160 | | | | 93.0 | 420 | 0.39 | |
| 180 | | | | 102 | 459 | 0.36 | |
| 240 | | | | 128 | 538 | 0.33 | |
| 300 | | 15.75<br>18<br>20 | | 151 | 641 | 0.30 | |
| 360 | | | | 173 | 735 | 0.30 | |
| 370 | | | | 176 | 750 | 0.30 | |
| 400 | | | | 187 | 795 | 0.28 | |
| 420 | | | | 193 | 824 | 0.28 | |

注 1．根据要求也可提供额定容量小于 31.5MV·A 的变压器及其他电压组合的变压器。
2．根据要求也可提供低压为 35kV 或 38.5kV 的变压器。
3．优先选用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。
4．当变压器年平均负荷率介于 45%～50%之间时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

**A.1.19** 220kV 级 31.5～300MV·A 三相三绕组无励磁调压电力变压器基本参数见表 A-19。

**表 A-19　220kV 级 31.5～300MV·A 三相三绕组无励磁调压电力变压器基本参数**

| 额定容量（MV·A） | 电压组合及分接范围 | | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压分接范围（kV） | 中压（kV） | 低压（kV） | | | | | 升压 | 降压 |
| 31.5 | 220±2×2.5%<br>230±2×2.5%<br>242±2×2.5% | 69<br>115<br>121 | 6.3<br>6.6<br>10.5<br>21<br>36<br>37<br>38.5 | YNyn0d11 | 32.0 | 153 | 0.56 | 高—中：22～24<br>高—低：12～14<br>中—低：7～9 | 高—中：12～14<br>高—低：22～24<br>中—低：7～9 |
| 40 | | | | | 38.0 | 183 | 0.50 | | |
| 50 | | | | | 44.0 | 216 | 0.44 | | |
| 63 | | | | | 52.0 | 257 | 0.44 | | |
| 90 | | | 10.5<br>13.8<br>21<br>36<br>37<br>38.5 | | 68.0 | 333 | 0.39 | | |
| 120 | | | | | 84.0 | 410 | 0.39 | | |
| 150 | | | 10.5<br>13.8<br>15.75<br>21<br>36<br>37<br>38.5 | | 100 | 487 | 0.33 | | |
| 180 | | | | | 113 | 555 | 0.33 | | |
| 240 | | | | | 140 | 684 | 0.28 | | |
| 300 | | | | | 166 | 807 | 0.24 | | |

注 1．表中负载损耗的容量分配为 100%/100%/100%。升压结构的容量分配可为 100%/50%/100%，降压结构的容量分配可为 100%/100%/50%或 100%/50%/100%。
2．根据要求也可提供额定容量小于 31.5MV·A 的变压器及其他电压组合的变压器。
3．根据要求也可提供低压为 35kV 的变压器。
4．优先选用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。
5．当变压器年平均负荷率为 45%左右时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

**A.1.20** 220kV 级 31.5～240MV·A 低压 66kV 级三相双绕组无励磁调压电力变压器基本参数见表 A-20。

**表 A-20　　220kV 级 31.5～240MV·A 低压 66kV 级三相双绕组无励磁调压电力变压器基本参数**

| 额定容量（MV·A） | 电压组合及分接范围 | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压及分接范围（kV） | 低压（kV） | | | | | |
| 31.5 | 220±2×2.5%<br>230±2×2.5% | 63<br>66<br>69 | YNd11 | 30.0 | 143 | 0.71 | 12～14 |
| 40 | | | | 36.0 | 167 | 0.71 | |
| 50 | | | | 42.0 | 200 | 0.65 | |
| 63 | | | | 50.0 | 234 | 0.65 | |
| 90 | | | | 66.0 | 306 | 0.60 | |
| 120 | | | | 81.0 | 367 | 0.60 | |
| 150 | | | | 97.0 | 430 | 0.54 | |
| 180 | | | | 110 | 487 | 0.54 | |
| 240 | | | | 136 | 603 | 0.48 | |

注　1．优先选用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。

2．当变压器年平均负荷率介于 45%～50%之间时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

**A.1.21** 220kV 级 31.5～240MV·A 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器基本参数见表 A-21。

**表 A-21　　220kV 级 31.5～240MV·A 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器基本参数**

| 额定容量（MV·A） | 电压组合及分接范围 | | | 联结组标号 | 升压组合 | | | 降压组合 | | | 短路阻抗（%） | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压及分接范围（kV） | 中压（kV） | 低压（kV） | | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 升压 | 降压 |
| 31.5 | 220±2×2.5%<br>230±2×2.5%<br>242±2×2.5% | 115<br>121 | 6.6<br>10.5<br>21<br>36<br>37<br>38.5 | YNa0d11 | 20.0 | 111 | 0.45 | 17.0 | 94.0 | 0.40 | 高—中：12～14<br>高—低：8～12<br>中—低：14～18 | 高—中：8～10<br>高—低：28～34<br>中—低：18～24 |
| 40 | | | | | 23.0 | 136 | 0.45 | 20.0 | 114 | 0.40 | | |
| 50 | | | | | 27.0 | 161 | 0.40 | 24.0 | 136 | 0.34 | | |
| 63 | | | | | 32.0 | 190 | 0.40 | 28.0 | 162 | 0.34 | | |
| 90 | | | | | 40.0 | 262 | 0.34 | 36.0 | 222 | 0.28 | | |
| 120 | | | 10.5<br>13.8<br>15.75<br>18<br>21<br>36<br>37<br>38.5 | | 49.0 | 323 | 0.34 | 44.0 | 273 | 0.28 | | |
| 150 | | | | | 58.0 | 384 | 0.28 | 52.0 | 324 | 0.26 | | |
| 180 | | | | | 67.0 | 439 | 0.28 | 60.0 | 367 | 0.26 | | |
| 240 | | | | | 79.0 | 545 | 0.26 | 71.0 | 478 | 0.20 | | |

注　1．升压结构的容量分配为 100%/50%/100%，降压结构的容量分配为 100%/100%/50%。

2．表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。

3．根据要求也可提供低压为 35kV 的变压器。

4．优先选用无分接结构。如运行有要求，可设置分接头。

5．当变压器年平均负荷率为 40%左右时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

**A.1.22**　220kV 级 31.5～240MV·A 三相双绕组有载调压电力变压器基本参数见表 A-22。

**表 A-22　220kV 级 31.5～240MV·A 三相双绕组有载调压电力变压器基本参数**

| 额定容量（MV·A） | 电压组合及分接范围 | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 短路阻抗（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压及分接范围（kV） | 低压（kV） | | | | | |
| 31.5 | 220±8×1.25%<br>230±8×1.25% | 6.3<br>6.6<br>10.5<br>21<br>36<br>37<br>38.5 | YNd11 | 30.0 | 128 | 0.57 | 12～14 |
| 40 | | | | 36.0 | 149 | 0.57 | |
| 50 | | | | 43.0 | 179 | 0.53 | |
| 63 | | | | 50.0 | 209 | 0.53 | |
| 90 | | | | 64.0 | 273 | 0.45 | |
| 120 | | 10.5<br>21<br>36<br>37<br>38.5 | | 79.0 | 338 | 0.45 | |
| 150 | | | | 92.0 | 400 | 0.41 | |
| 180 | | | | 108 | 459 | 0.38 | |
| 120 | | 66<br>69 | | 81.0 | 337 | 0.45 | |
| 150 | | | | 96.0 | 394 | 0.41 | |
| 180 | | | | 112 | 451 | 0.38 | |
| 240 | | | | 140 | 560 | 0.30 | |

注　1. 根据要求也可提供低压为 35kV 的变压器。
2. 当变压器年平均负荷率为 50%左右时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

**A.1.23**　220kV 级 31.5～240MV·A 三相三绕组有载调压电力变压器基本参数见表 A-23。

**表 A-23　220kV 级 31.5～240MV·A 三相三绕组有载调压电力变压器基本参数**

| 额定容量（MV·A） | 电压组合及分接范围 | | | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 容量分配（%） | 短路阻抗（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 高压及分接范围（kV） | 中压（kV） | 低压（kV） | | | | | | |
| 31.5 | 220±8×1.25%<br>230±8×1.25% | 69<br>115<br>121 | 6.3<br>6.6<br>10.5<br>21<br>36<br>37<br>38.5 | YNyn0d11 | 35.0 | 153 | 0.63 | 100/100/100<br>100/50/100<br>100/100/50 | 高—中：12～14<br>高—低：22～24<br>中—低：7～9 |
| 40 | | | | | 41.0 | 183 | 0.60 | | |
| 50 | | | | | 48.0 | 216 | 0.60 | | |
| 63 | | | | | 56.0 | 257 | 0.55 | | |
| 90 | | | 10.5<br>21<br>36<br>37<br>38.5 | | 73.0 | 333 | 0.44 | | |
| 120 | | | | | 92.0 | 410 | 0.44 | | |
| 150 | | | | | 108 | 487 | 0.39 | | |
| 180 | | | | | 124 | 598 | 0.39 | | |
| 240 | | | | | 154 | 741 | 0.35 | | |

注　1. 表中所列数据适用于降压结构产品，根据需要也可提供升压结构产品。
2. 根据要求也可提供低压为 35kV 的变压器。
3. 当变压器年平均负荷率介于 45%～50%之间时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

**A.1.24**　220kV 级 31.5～240MV・A 三相三绕组有载调压自耦电力变压器基本参数见表 A-24。

**表 A-24**　　**220kV 级 31.5～240MV・A 三相三绕组有载调压自耦电力变压器基本参数**

| 额定容量（MV・A） | 电压组合及分接范围 高压及分接范围（kV） | 中压（kV） | 低压（kV） | 联结组标号 | 空载损耗（kW） | 负载损耗（kW） | 空载电流（%） | 容量分配（%） | 短路阻抗（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 31.5 | 220±8×1.25%<br>230±8×1.25% | 115<br>121 | 6.3<br>6.6<br>10.5<br>21<br>36<br>37<br>38.5 | YNa0d11 | 20.0 | 102 | 0.44 | 100/100/50 | 高—中：<br>8～11<br>高—低：<br>28～34<br>中—低：<br>18～24 |
| 40 | | | | | 24.0 | 125 | 0.44 | | |
| 50 | | | | | 28.0 | 149 | 0.39 | | |
| 63 | | | | | 33.0 | 179 | 0.39 | | |
| 90 | | | | | 40.0 | 234 | 0.33 | | |
| 120 | | | 10.5<br>21<br>36<br>37<br>38.5 | | 51.0 | 292 | 0.33 | | |
| 150 | | | | | 60.0 | 346 | 0.28 | | |
| 180 | | | | | 68.0 | 398 | 0.28 | | |
| 240 | | | | | 83.0 | 513 | 0.24 | | |

注　1．表中所列数据适用于降压结构产品。

2．根据要求也可提供低压为 35kV 的变压器。

3．当变压器年平均负荷率介于 40%～45%之间时，采用表中的损耗值可获得最高运行效率。

## A.2　电抗器

**A.2.1**　1000kV 级电抗器基本参数见表 A-25。

**表 A-25**　　**1000kV 级电抗器基本参数**

| 额定容量（Mvar） | 额定电压（kV） | 允许长期过励磁倍数 | 联结方式 | 额定电抗（Ω） | 额定损耗（kW） |
|---|---|---|---|---|---|
| 200 | $1100/\sqrt{3}$ | 1.05 | 三台单相星形联结，经中性点电抗器接地 | 2016 | 400 |
| 240 | | | | 1680 | 480 |
| 320 | | | | 1260 | 600 |

**A.2.2**　750kV 级电抗器基本参数见表 A-26。

**表 A-26**　　**750kV 级电抗器基本参数**

| 额定容量（Mvar） | 额定电压（kV） | 允许长期过励磁倍数 | 联结方式 | 额定电抗（Ω） | 额定损耗（kW） |
|---|---|---|---|---|---|
| 60 | $750/\sqrt{3}$ | 1.05 | 三台单相星形联结，经中性点电抗器接地 | 3125 | 140 |
| | $800/\sqrt{3}$ | | | 3556 | |
| 70 | $750/\sqrt{3}$ | | | 2679 | 150 |
| | $800/\sqrt{3}$ | | | 3048 | |
| 80 | $750/\sqrt{3}$ | | | 2344 | 170 |
| | $800/\sqrt{3}$ | | | 2667 | |
| 90 | $750/\sqrt{3}$ | | | 2083 | 185 |
| | $800/\sqrt{3}$ | | | 2370 | |
| 100 | $750/\sqrt{3}$ | | | 1875 | 200 |
| | $800/\sqrt{3}$ | | | 2133 | |

续表

| 额定容量（Mvar） | 额定电压（kV） | 允许长期过励磁倍数 | 联结方式 | 额定电抗（Ω） | 额定损耗（kW） |
|---|---|---|---|---|---|
| 120 | $750/\sqrt{3}$ | 1.05 | 三台单相星形联结，经中性点电抗器接地 | 1563 | 230 |
| | $800/\sqrt{3}$ | | | 1778 | |
| 140 | $750/\sqrt{3}$ | | | 1339 | 260 |
| | $800/\sqrt{3}$ | | | 1524 | |
| 160 | $750/\sqrt{3}$ | | | 1172 | 290 |
| | $800/\sqrt{3}$ | | | 1333 | |
| 180 | $750/\sqrt{3}$ | | | 1042 | 320 |
| | $800/\sqrt{3}$ | | | 1185 | |

**A.2.3** 500kV 级电抗器基本参数见表 A-27。

**表 A-27　500kV 级电抗器基本参数**

| 额定容量（Mvar） | 额定电压（kV） | 允许长期过励磁倍数 | 联结方式 | 额定电抗（Ω） | 额定损耗（kW） |
|---|---|---|---|---|---|
| 30 | $525/\sqrt{3}$ | 1.1 | 三个单相星形联结，经中性点电抗器接地 | 3062 | 80 |
| | $550/\sqrt{3}$ | | | 3361 | |
| 40 | $525/\sqrt{3}$ | | | 2297 | 90 |
| | $550/\sqrt{3}$ | | | 2521 | |
| 50 | $525/\sqrt{3}$ | | | 1838 | 110 |
| | $550/\sqrt{3}$ | | | 2017 | |
| 60 | $525/\sqrt{3}$ | | | 1532 | 135 |
| | $550/\sqrt{3}$ | | | 1681 | |
| 70 | $525/\sqrt{3}$ | | | 1312 | 160 |
| | $550/\sqrt{3}$ | | | 1440 | |
| 80 | $525/\sqrt{3}$ | | | 1148 | 180 |
| | $550/\sqrt{3}$ | | | 1260 | |

**A.2.4** 330kV 级电抗器基本参数见表 A-28。

**表 A-28　330kV 级电抗器基本参数**

| 额定容量（Mvar） | 额定电压（kV） | 允许长期过励磁倍数 | 联结方式 | 额定电抗（Ω） | 额定损耗（kW） |
|---|---|---|---|---|---|
| 10 | $345/\sqrt{3}$ | 1.1 | 三个单相星形联结，经中性点电抗器接地 | 3967 | 60 |
| | $363/\sqrt{3}$ | | | 4392 | |
| 20 | $345/\sqrt{3}$ | | | 1984 | 70 |
| | $363/\sqrt{3}$ | | | 2196 | |

续表

| 额定容量（Mvar） | 额定电压（kV） | 允许长期过励磁倍数 | 联结方式 | 额定电抗（Ω） | 额定损耗（kW） |
|---|---|---|---|---|---|
| 30 | 345/$\sqrt{3}$ | 1.1 | 三个单相星形联结，经中性点电抗器接地 | 1322 | 80 |
| | 363/$\sqrt{3}$ | | | 1464 | |
| 40 | 345/$\sqrt{3}$ | | | 992 | 90 |
| | 363/$\sqrt{3}$ | | | 1098 | |
| 50 | 345/$\sqrt{3}$ | | | 793 | 110 |
| | 363/$\sqrt{3}$ | | | 878 | |

**A.2.5**　低压并联电抗器（适用于国家电网有限公司）通用设备型式见表 A-29。

**表 A-29**　　**低压并联电抗器（适用于国家电网公司）通用设备型式**

| 电压等级（kV） | 额定容量（Mvar） | 结构型式 | 电压等级（kV） | 额定容量(Mvar) | 结构型式 |
|---|---|---|---|---|---|
| 66 | 20 | 单相干式空芯 | 35 | 7.2 | 三相油浸式 |
| | 30 | | | 10 | |
| | 40 | | | 20 | |
| | 60 | 三相油浸式 | | 60 | |
| 35 | 3.33 | 单相干式空芯 | 20 | 10 | 三相干式铁芯 |
| | 10 | | 10 | 6 | 三相干式铁芯 |
| | 15 | | | 10 | |
| | 20 | | | 3.33 | 单相干式空芯 |

**A.2.6**　低压并联电抗器（适用于中国南方电网有限责任公司）通用设备型式见表 A-30。

**表 A-30**　　**低压并联电抗器（适用于中国南方电网有限责任公司）通用设备型式**

| 电压等级（kV） | 额定容量（Mvar） | 结构型式 | 电压等级（kV） | 额定容量(Mvar) | 结构型式 |
|---|---|---|---|---|---|
| 35 | 30 | 干式空芯<br>干式半铁芯<br>全密封油浸式三相一体铁芯 | 20 | 10 | 干式空芯<br>干式半铁芯<br>干式单相/三相铁芯<br>全密封油浸式三相一体铁芯 |
| | 45 | | | 12 | |
| | 60 | | 10 | 4.8 | 干式空芯<br>干式半铁芯<br>干式单相/三相铁芯 |
| | 75 | | | 6 | |
| 20 | 6 | 干式空芯<br>干式半铁芯<br>干式单相/三相铁芯<br>全密封油浸式三相一体铁芯 | | 8 | |
| | 8 | | | 10 | |

## A.3　断路器

断路器额定电压、额定短路开断电流及额定电流配合优选值见表 A-31。

表 A-31　　断路器额定电压、额定短路开断电流及额定电流配合优选值

| 额定电压（kV） | 额定短路开断电流（kA） | 额定电流（A） | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 252 | 40 | | | | | | 2000 | 2500 | 3150 | 4000 | | | |
| | 50 | | | | | | 2000 | 2500 | 3150 | 4000 | | | |
| | 63 | | | | | | | | | | 5000 | | |
| 363 | 50 | | | | | | | | 3150 | 4000 | | | |
| | 63 | | | | | | | | | | 5000 | | |
| 550 | 50 | | | | | | | | 3150 | 4000 | 5000 | | |
| | 63 | | | | | | | | 3150 | 4000 | 5000 | | |
| 800 | 50 | | | | | | | | | 4000 | 5000 | 6300 | |
| | 63 | | | | | | | | | 4000 | 5000 | 6300 | |
| 1100 | 50 | | | | | | | | | 4000 | 5000 | 6300 | 8000 |
| | 63 | | | | | | | | | 4000 | 5000 | 6300 | 8000 |

## A.4　电容器

**A.4.1**　1000kV 变压器应用 110kV 并联电容器成套装置型式见表 A-32。

表 A-32　　1000kV 变压器应用 110kV 并联电容器成套装置型式

| 装置额定电压（kV） | 装置额定容量（Mvar） | 额定电抗率（%） | 结构型式 |
|---|---|---|---|
| 110 | 240 | 5 | 框架式 |

**A.4.2**　并联电容器（适用于国家电网有限公司）通用设备型式见表 A-33。

表 A-33　　并联电容器（适用于国家电网有限公司）通用设备型式

| 电压等级（kV） | 单组容量（Mvar） | 单台容量（kvar） | 额定电抗率（%） | 结构型式 |
|---|---|---|---|---|
| 66 | 10 | 417 | 5/12 | 框架式 |
| | 20 | | | |
| | 25 | | | |
| | 60 | 500 | | |
| | 90 | | | |
| | 120 | | | |
| | 60 | | | 集合式 |
| 35 | 10 | 417 | 5/12 | 框架式 |
| | 20 | 417 | | |
| | 30 | 500 | | |
| | 40 | 417 | | |
| | 60 | 500 | | |
| | 20 | | | 集合式 |
| | 30 | | | |
| | 60 | | | |
| 20 | 6 | 334 | 1/5/12 | 框架式 |
| | 12 | | | |
| 10 | 3 | 200/334 | 1/5/12 | 框架式 |
| | 3.6/4* | 200/334* | | |
| | 4.8/5** | 200/334** | | |

续表

| 电压等级（kV） | 单组容量（Mvar） | 单台容量（kvar） | 额定电抗率（%） | 结构型式 |
|---|---|---|---|---|
| 10 | 6 | 334 | | |
| | 8 | 334 | 5/12 | |
| | 10 | 417 | | |
| | 3 | | 1/5/12 | 集合式 |
| | 3.6 | | | |
| | 4.8 | | | |
| | 1 | 334 | 1/5/12 | 框架式 |
| | 2 | 334 | | |
| | 1 | 334 | | 柜式 |

*　单台电容器容量为 200kvar 时，单组容量为 3.6Mvar；单台电容器容量为 334kvar 时，单组容量 4Mvar。

**　单台电容器容量为 200kvar 时，单组容量为 4.8Mvar；单台电容器容量为 334kvar 时，单组容量 5Mvar。

**A.4.3**　并联电容器（适用于中国南方电网有限责任公司）通用设备型式见表 A-34。

**表 A-34　　　　并联电容器（适用于中国南方电网有限责任公司）通用设备型式**

| 电压等级（kV） | 额定容量（Mvar） | 结构型式 | 电压等级（kV） | 额定容量(Mvar） | 结构型式 |
|---|---|---|---|---|---|
| 35 | 12 | 框架式<br>集合式 | 20 | 12 | 框架式<br>集合式 |
| | 40 | | 10 | 4 | 框架式<br>集合式 |
| | 60 | | | 5 | |
| 20 | 6 | 框架式<br>集合式 | | 6 | |
| | 8 | | | 8 | |
| | 10 | | | 10 | |

# 附录B　架空线路参数

结合理论计算和已投运线路实测参数统计，我国钢芯铝绞线典型参数见表B-1。

**表B-1**　　**我国钢芯铝绞线典型参数**

| 电压等级（kV） | 导线截面积（$mm^2$） | 正序电阻 $R_1$（Ω/km） | 正序电抗 $X_1$（Ω/km） | 正序电纳 $B_1$（μS/km） |
|---|---|---|---|---|
| 1000 | 8×630 | 0.0065 | 0.2550 | 4.52 |
| | 8×500 | 0.0076 | 0.2640 | 4.37 |
| 750 | 6×500 | 0.0105 | 0.2660 | 4.28 |
| | 6×400 | 0.0138 | 0.2605 | 4.12 |
| 500 | 4×720 | 0.0110 | 0.2646 | 4.36 |
| | 4×630 | 0.0130 | 0.2701 | 4.26 |
| | 4×500 | 0.0165 | 0.2730 | 4.08 |
| | 4×400 | 0.0200 | 0.2750 | 4.06 |
| | 6×400 | 0.0138 | 0.1985 | 5.63 |
| | 6×300 | 0.0165 | 0.2012 | 5.60 |
| | 6×240 | 0.0193 | 0.2067 | 5.56 |
| 330 | 4×400 | 0.0200 | 0.2750 | 4.05 |
| | 2×720 | 0.0223 | 0.3100 | 3.66 |
| | 2×630 | 0.0237 | 0.3110 | 3.61 |
| | 2×400 | 0.0400 | 0.3180 | 3.53 |
| | 2×300 | 0.0540 | 0.3220 | 3.48 |
| 220 | 4×400 | 0.0200 | 0.2750 | 4.05 |
| | 2×630 | 0.0237 | 0.3110 | 3.61 |
| | 2×500 | 0.0323 | 0.3150 | 3.56 |
| | 2×400 | 0.0400 | 0.3180 | 3.53 |
| | 2×300 | 0.0540 | 0.3220 | 3.48 |

# 附录C　发电设备典型技术参数

## C.1　汽轮发电机

**C.1.1**　火电厂常用汽轮发电机典型技术参数见表C-1。

表C-1　火电厂常用汽轮发电机典型技术参数

| 序号 | 项　　目 | 技　术　参　数 | | |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 额定功率（MW） | 300 | 600 | 1000 |
| 2 | 额定容量（MV·A） | 333 | 667 | 1111 |
| 3 | 机端电压（kV） | 20 | 22 | 27 |
| 4 | 直轴同步电抗 $X_d$（标幺值） | 1.682（0.505） | 1.894（0.284） | 2.611（0.235） |
| 5 | 直轴暂态电抗 $X'_d$（标幺值） | 0.206（0.062） | 0.273（0.041） | 0.267（0.024） |
| 6 | 直轴次暂态电抗 $X''_d$（标幺值） | 0.160（0.048） | 0.200（0.030） | 0.222（0.020） |
| 7 | 交轴同步电抗 $X_q$（标幺值） | 1.752（0.526） | 1.894（0.284） | 2.489（0.224） |
| 8 | 交轴暂态电抗 $X'_q$（标幺值） | 0.243（0.073） | 0.273（0.041） | 0.356（0.032） |
| 9 | 交轴次暂态电抗 $X''_q$（标幺值） | 0.160（0.048） | 0.200（0.030） | 0.244（0.022） |
| 10 | 直轴暂态开路时间常数 $T'_{d0}$（s） | 4.35 | 8.45 | 8.86 |
| 11 | 直轴次暂态开路时间常数 $T''_{d0}$（s） | 0.051 | 0.050 | 0.036 |
| 12 | 交轴次暂态开路时间常数 $T''_{q0}$（s） | 0.051 | 0.050 | 0.200 |
| 13 | 惯性时间常数 $T_j$（s） | 2.3 | 5.5 | 10.6 |

注　括号外对应基准容量为自身容量，括号内对应基准容量为100MV·A。

**C.1.2**　核电厂常用汽轮发电机典型技术参数见表C-2。

表C-2　核电厂常用汽轮发电机典型技术参数

| 序号 | 项　　目 | 技　术　参　数 | | |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 额定功率（MW） | 1118 | 1150 | 1250 |
| 2 | 额定容量（MV·A） | 1278 | 1278 | 1318 |
| 3 | 机端电压（kV） | 24 | 24 | 24 |
| 4 | 直轴同步电抗 $X_d$（标幺值） | 1.955（0.153） | 1.955（0.153） | 1.720（0.131） |
| 5 | 直轴暂态电抗 $X'_d$（标幺值） | 0.383（0.030） | 0.383（0.030） | 0.394（0.030） |
| 6 | 直轴次暂态电抗 $X''_d$（标幺值） | 0.265（0.021） | 0.265（0.021） | 0.326（0.025） |
| 7 | 交轴同步电抗 $X_q$（标幺值） | 1.892（0.148） | 1.892（0.148） | 1.670（0.127） |
| 8 | 交轴暂态电抗 $X'_q$（标幺值） | 0.538（0.042） | 0.538（0.042） | 0.544（0.041） |
| 9 | 交轴次暂态电抗 $X''_q$（标幺值） | 0.267（0.021） | 0.267（0.021） | 0.323（0.025） |
| 10 | 直轴暂态开路时间常数 $T'_{d0}$（s） | 9.33 | 9.33 | 9.37 |
| 11 | 直轴次暂态开路时间常数 $T''_{d0}$（s） | 0.082 | 0.082 | 0.018 |
| 12 | 交轴次暂态开路时间常数 $T''_{q0}$（s） | 0.117 | 0.117 | 0.025 |
| 13 | 惯性时间常数 $T_j$（s） | 8 | 8 | 6 |

注　括号外对应基准容量为自身容量，括号内对应基准容量为100MV·A。

## C.2　水轮发电机

水轮发电机典型技术参数见表 C-3。

表 C-3　　水轮发电机典型技术参数

| 序号 | 项　　目 | 技　术　参　数 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 额定功率（MW） | 300 | 460 | 550 | 600 | 760 | 850 |
| 2 | 直轴同步电抗 $X_d$（标幺值） | 1.16（0.33） | 0.97（0.18） | 0.99（0.15） | 0.99（0.14） | 1.08（0.12） | 0.99（0.10） |
| 3 | 直轴暂态电抗 $X'_d$（标幺值） | 0.37（0.10） | 0.29（0.05） | 0.32（0.05） | 0.32（0.05） | 0.37（0.04） | 0.33（0.03） |
| 4 | 直轴次暂态电抗 $X''_d$（标幺值） | 0.22（0.06） | 0.21（0.04） | 0.22（0.03） | 0.23（0.03） | 0.22（0.02） | 0.28（0.03） |
| 5 | 交轴同步电抗 $X_q$（标幺值） | 0.73（0.21） | 0.62（0.11） | 0.71（0.11） | 0.67（0.09） | 0.65（0.07） | 0.80（0.08） |
| 6 | 交轴次暂态电抗 $X''_q$（标幺值） | 0.22（0.06） | 0.22（0.04） | 0.26（0.04） | 0.25（0.04） | 0.29（0.03） | 0.24（0.02） |
| 7 | 直轴暂态开路时间常数 $T'_{d0}$（s） | 12 | 11 | 13 | 13 | 8 | 11 |
| 8 | 直轴次暂态开路时间常数 $T''_{d0}$（s） | 0.1 | 0.1 | 0.09 | 0.14 | 0.04 | 0.17 |
| 9 | 交轴次暂态开路时间常数 $T''_{q0}$（s） | 0.3 | 0.3 | 0.09 | 0.33 | 0.06 | 0.53 |
| 10 | 惯性时间常数 $T_j$（s） | 10.5 | 9.1 | 8.8 | 9.0 | 8.2 | 10.6 |

注　括号外对应基准容量为自身容量，括号内对应基准容量为 100MV·A。

## C.3　燃气发电机

参考国内现有部分燃气发电机组，9F、9E 燃气蒸汽联合循环机组典型技术参数分别见表 C-4 和表 C-5。

表 C-4　　9F 燃气蒸汽联合循环机组典型技术参数

| 序号 | 项　　目 | 技　术　参　数 | |
|---|---|---|---|
| 1 | 机组类型 | 燃机发电机 | 汽轮发电机 |
| 2 | 额定功率（MW） | 300 | 150 |
| 3 | 额定容量（MV·A） | 353 | 176.5 |
| 4 | 机端电压（kV） | 20 | 15.75 |
| 5 | 直轴同步电抗 $X_d$（标幺值） | 1.8（0.51） | 1.95（1.10） |
| 6 | 直轴暂态电抗 $X'_d$（标幺值） | 0.229（0.065） | 0.187（0.106） |
| 7 | 直轴次暂态电抗 $X''_d$（标幺值） | 0.174（0.049） | 0.144（0.082） |
| 8 | 交轴同步电抗 $X_q$（标幺值） | 1.75（0.496） | 1.87（1.059） |
| 9 | 交轴暂态电抗 $X'_q$（标幺值） | 0.382（0.108） | 0.365（0.207） |
| 10 | 交轴次暂态电抗 $X''_q$（标幺值） | 0.172（0.049） | 0.142（0.080） |
| 11 | 直轴暂态开路时间常数 $T'_{d0}$（s） | 8.6 | 6.8 |
| 12 | 直轴次暂态开路时间常数 $T''_{d0}$（s） | 0.044 | 0.048 |
| 13 | 交轴次暂态开路时间常数 $T''_{q0}$（s） | 0.074 | 0.094 |
| 14 | 惯性时间常数 $T_j$（s） | 9 | 12 |

注　括号外对应基准容量为自身容量，括号内对应基准容量为 100MV·A。

表 C-5　　9E 燃气蒸汽联合循环机组典型技术参数

| 序号 | 项　　目 | 技　术　参　数 | |
|---|---|---|---|
| 1 | 机组类型 | 燃机发电机 | 汽轮发电机 |
| 2 | 额定功率（MW） | 135 | 70 |

续表

| 序号 | 项　　目 | 技 术 参 数 | |
|---|---|---|---|
| 3 | 额定容量（MV·A） | 158.8 | 82.4 |
| 4 | 机端电压（kV） | 13.8 | 10.5 |
| 5 | 直轴同步电抗 $X_d$（标幺值） | 1.971（1.241） | 2.126（2.580） |
| 6 | 直轴暂态电抗 $X'_d$（标幺值） | 0.243（0.153） | 0.216（0.262） |
| 7 | 直轴次暂态电抗 $X''_d$（标幺值） | 0.183（0.115） | 0.113（0.137） |
| 8 | 交轴同步电抗 $X_q$（标幺值） | 1.823（1.148） | 1.966（2.386） |
| 9 | 交轴暂态电抗 $X'_q$（标幺值） | 0.291（0.183） | 0.259（0.314） |
| 10 | 交轴次暂态电抗 $X''_q$（标幺值） | 0.215（0.135） | 0.180（0.218） |
| 11 | 直轴暂态开路时间常数 $T'_{d0}$（s） | 9.9 | 9.7 |
| 12 | 直轴次暂态开路时间常数 $T''_{d0}$（s） | 0.06 | 0.006 |
| 13 | 交轴次暂态开路时间常数 $T''_{q0}$（s） | 0.55 | 0.052 |
| 14 | 惯性时间常数 $T_j$（s） | 1.7 | 1.5 |

注　括号外对应基准容量为自身容量，括号内对应基准容量为100MV·A。

## C.4　同步调相机

调相机典型技术参数见表C-6。

表C-6　　调相机典型技术参数

| 序号 | 项目 | 技术参数 | | | 某调相机参数 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 额定容量（Mvar） | 100 | 150 | 300 | 300（进相能力为 $S_N/2$） |
| 2 | 额定容量下的损耗（MW） | <1.6 | <2.4 | <4.2 | 3.98 |
| 3 | 强励倍数 | >3.5 | | | 3.5 |
| 4 | 3.5倍强励电流持续时间 | 5 | | | 7 |
| 5 | 2.5倍强励电流持续时间 | 15 | | | 15 |
| 6 | 调相机启动方式 | SFC变频启动 | | | SFC变频启动 |
| 7 | 旋转方向 | 从出线端往非出线端看为逆时针 | | | 从出线端往非出线端看为逆时针 |
| 8 | 直轴同步电抗 $X_d$（标幺值） | <2.0（进相能力为 $S_N/2$）；<1.5（进相能力为 $2S_N/3$） | | | 1.506（0.502） |
| 9 | 直轴暂态电抗 $X'_d$（标幺值） | ≤0.35 | | | 0.124（0.041） |
| 10 | 直轴次暂态电抗 $X''_d$（标幺值） | ≤0.18 | | | 0.104（0.035） |
| 11 | 直轴暂态开路时间常数 $T'_{d0}$（s） | <8.0 | | | 8.807 |
| 12 | 惯性时间常数 $T_j$（s） | 依据厂家提供转动惯量计算 | | | 4.62 |

注　括号外对应基准容量为自身容量，括号内对应基准容量为100MV·A。

# 主要量的符号及其计量单位

| 量　的　名　称 | 符号 | 计　量　单　位 | 量的名称 | 符号 | 计量单位 |
|---|---|---|---|---|---|
| 长度 | $l$，$L$ | m | 磁导率 | $\mu$ | H/m |
| 宽度 | $b$ | m | 真空磁导率 | $\mu_0$ | H/m |
| 高度 | $h$ | m | ［直流］电阻 | $R$ | Ω |
| 半径 | $r$，$R$ | m | ［直流］电导 | $G$ | S |
| 直径 | $d$，$D$ | m | ［直流］功率 | $P$ | W |
| 距离 | $d$，$r$ | m | 电阻率 | $\rho$ | Ω·m |
| 面积 | $A$，$S$ | $m^2$，$hm^2$ | 电导率 | $\gamma$，$\sigma$ | S/m |
| 体积 | $V$ | $m^3$ | 相［位］差，相［位］移 | $\varphi$ | rad |
| 时间 | $t$ | s，min，h，d | 阻抗 | $Z$ | Ω |
| 角速度 | $\omega$ | rad/s | ［交流］电阻 | $R$ | Ω |
| 周期 | $T$ | s | 电抗 | $X$ | Ω |
| 频率 | $f$，$\nu$ | Hz | 导纳 | $Y$ | S |
| 旋转频率，转速 | $n$ | $s^{-1}$，r/min | ［交流］电导 | $G$ | S |
| 角频率 | $\omega$ | rad/s | 电纳 | $B$ | S |
| 波长 | $\lambda$ | m | ［有功］功率 | $P$ | W |
| 质量 | $m$ | kg，t | 视在功率 | $S$ | V·A |
| 转动惯量 | $J$ | kg·$m^2$ | 无功功率 | $Q$ | var |
| 转矩 | $T$ | N·m | 功率因数 | $\lambda$ | |
| 飞轮转矩 | $GD^2$ | t·$m^2$ | ［有功］电能［量］ | $W$ | J，W·h |
| 机组惯性（时间）常数 | $T_J$ | s | 直轴同步电抗 | $x_d$ | Ω |
| 滑差，转差［率］ | $s$ | | 直轴暂态电抗 | $x'_d$ | Ω |
| 热力学温度 | $T$，$\Theta$ | K | 直轴超/次暂态电抗 | $x''_d$ | Ω |
| 摄氏温度 | $t$，$\theta$ | ℃ | 交轴同步电抗 | $x_q$ | Ω |
| 电流 | $I$ | A | 交轴暂态电抗 | $x'_q$ | Ω |
| 稳态短路电流 | $I_k$ | A | 交轴超/次暂态电抗 | $x''_q$ | Ω |
| 对称短路电流初始值 | $I_{k0}$ | A | 正序电抗 | $X_1$ | Ω |
| 电荷［量］ | $Q$ | C | 负序电抗 | $X_2$ | Ω |
| 电场强度 | $E$ | V/m | 零序电抗 | $X_0$ | Ω |
| 电位，（电势） | $V$ | V | 正序电阻 | $R_1$ | Ω |
| 电位差，电压 | $U$，$V$ | V | 负序电阻 | $R_2$ | Ω |
| 电动势 | $E$ | V | 零序电阻 | $R_0$ | Ω |
| 电通［量］密度 | $D$ | $C/m^2$ | 日［平均］负荷率 | $\gamma$ | |

续表

| 量 的 名 称 | 符号 | 计 量 单 位 | 量的名称 | 符号 | 计量单位 |
|---|---|---|---|---|---|
| 电通［量］ | $\Psi$ | C | 日最小负荷率 | $\beta$ | |
| 电容 | $C$ | F | 月不平衡负荷率 | $\sigma$ | |
| 介电常数 | $\varepsilon$ | F/m | 季不平衡负荷率 | $\rho$ | |
| 真空介电常数 | $\varepsilon_0$ | F/m | 声压级 | $Lp$ | B，dB |
| 面积电流，电流密度 | $J$，$S$ | $A/m^2$ | 辐［射］能 | $Q$，$W$ | J |
| 经济电流密度 | $J$ | $A/mm^2$ | 辐［射］能密度 | $w$ | $J/m^3$ |
| 线电流，电流线密度 | $A$，$\alpha$ | A/m | 辐［射］功率 | $P$ | W |
| 磁场强度 | $H$ | A/m | 日照强度 | $S$ | $W/m^2$ |
| 磁通［量］密度 | $B$ | T | 比特率 | $S$ | bit/s |
| 磁通［量］ | $\Phi$ | Wb | 波特率 | $B$ | Bd |
| 自感 | $L$ | H | 光纤色散系数 | $D$ | ps/（nm・km） |
| 互感 | $M$，$L_{12}$ | H | 线路衰减系数 | $A_f$ | dB/km |

# 参 考 文 献


[1] 纪雯．电力系统设计手册［M］．北京：中国电力出版社，1998．

[2]《中国电力百科全书》编辑委员会，《中国电力百科全书》编辑部．中国电力百科全书：电力系统卷［M］．3 版．北京：中国电力出版社，2014．

[3]《中国电力百科全书》编辑委员会，《中国电力百科全书》编辑部．中国电力百科全书：输电与变电卷［M］．3 版．北京：中国电力出版社，2014．

[4] 电力名词审定委员会．电力名词［M］．2 版．北京：科学出版社，2009．

[5] 周孝信．中国电气工程大典：第 8 卷　电力系统工程［M］．北京：中国电力出版社，2010．

[6] 关志成．中国电气工程大典：第 10 卷　输变电工程［M］．北京：中国电力出版社，2010．

[7] 刘开俊．电网规划设计手册［M］．北京：中国电力出版社，2015．

[8] 刘振亚．特高压交直流电网［M］．北京：中国电力出版社，2013．

[9] 谭永才．电力系统规划设计技术［M］．北京：中国电力出版社，2012．

[10] 王锡凡．电力系统规划基础［M］．北京：水利电力出版社，1994．

[11] 萧国泉，徐绳均．电力规划［M］．北京：水利电力出版社，1993．

[12] 贺辉．电力负荷预测和负荷管理［M］．北京：中国电力出版社，2013．

[13] 牛东晓．电力负荷预测技术及其应用［M］．2 版．北京：中国电力出版社，2009．

[14] 康重庆，夏清，刘梅．电力系统负荷预测［M］．北京：中国电力出版社，2007．

[15] 张利生．电网无功控制与无功补偿［M］．北京：中国电力出版社，2012．

[16] 韩祯祥．电力系统分析［M］．5 版．杭州：浙江大学出版社，2013．

[17] 徐政．柔性直流输电系统［M］．2 版．北京：机械工业出版社，2016．

[18] 徐政．交直流电力系统动态行为分析［M］．北京：机械工业出版社，2004．

[19] 赵畹君．高压直流输电工程技术［M］．2 版．北京：中国电力出版社，2011．

[20] 李兴源．高压直流输电系统［M］．北京：科学出版社，2010．

[21] 汤广福．基于电压源换流器的高压直流输电技术［M］．北京：中国电力出版社，2010．

[22] 汤涌．电力系统电压稳定性分析［M］．北京：科学出版社，2011．

[23] 刘振亚．特高压直流输电理论［M］．北京：中国电力出版社，2009．

[24] 周鹤良．电气工程师手册［M］．北京：中国电力出版社，2008．

[25] 雷园园，赵林杰，罗雨，等．柔性直流输电用联接变压器绝缘参数配置与试验研究［J］．南方电网技术，2016，10（7）：51-56．

[26] 毛航银，刘黎，邹国平，等．舟山多端柔性直流输电系统接地方式研究［J］．浙江电力，2014（4）：10-13．

[27] 余世峰，马为民，聂定珍，等．舟山多端柔性直流工程过电压与绝缘配合［J］．电力建设，2014，35（3）：7-12．

[28] 马为民，蒋维勇，李亚男，等．大连柔性直流输电工程的系统设计［J］．电力建设，2013，34（5）：1-5．

[29] 倪以信，陈寿孙，张宝霖．动态电力系统的理论和分析［M］．北京：清华大学出版社，2002．

[30] 赵智大．高电压技术［M］．3 版．北京：中国电力出版社，2013．

[31] 鲁铁成．电力系统过电压［M］．北京：中国水利电力出版社，2009．

[32] 刘振亚，张启平，王雅婷，等．提高西北新甘青750kV 送端电网安全稳定水平的无功补偿措施研究［J］．中国电机工程学报，2015，35（5）：1015-1022．

[33] 杨裙，张闯，孙秋野，等．风电场选址综述［J］．太阳能学报，2012，33：136-144．

[34] 马为民，高理迎，李亚男，等．特高压直流输电系统可靠性和可用率研究［J］．中国电力，2007，40（12）：14-18．

[35] 金小明，周家启，谢开贵．特高压直流输电可靠性指标研究［J］．南方电网技术，2008，2（1）：8-13．

[36] 张运洲，韩丰，赵彪，等．直流电压等级序列的经济比较［J］．电网技术，2008，32（9）：37-41．

[37] 喻新强．国家电网公司直流输电系统可靠性统计与分析［J］．电网技术，2009，33（12）：1-7．

[38] 曾庆禹．特高压交直流输电系统技术经济分析[J]．电网技术，2015，39（2）：341-348．

[39] 汤广福，贺之渊，滕乐天，等．电压源换流器高压直流输电技术最新研究进展［J]．电网技术，2008，32（22）：39-44．

[40] 乔卫东，毛颖科．上海柔性直流输电示范工程综述［J]．华东电力，2011，39（7）：1137-1140．

[41] 葛维春，顾洪群，贺之渊．大连跨海柔性直流输电科技示范工程综述[J]．东北电力技术，2012，33（2）．

[42] A. E. Fitzgerald, Charles Kingsley, Jr., Stephen D. Umans, Electric Machinery Six Edition [M]. McGraw-Hill, 2003.

[43] 刘笙．电气工程基础 [M]．2 版．北京：科学出版社，2008．

[44] 章健．电力系统负荷模型与辨识 [M]．北京：中国电力出版社，2007．

[45] 程浩忠．电能质量概论 [M]．2 版．北京：中国电力出版社，2013．

[46] IEEE Std 594™-2014, IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.

[47] M. C. Hall, D. A. Hodges: Experience with 500kV Subsynchronous Resonance and Resulting Turbine Generator Shaft Damage at Mohave Generating Station [C]. IEEE Power Engineering Society 1976 Winter Meeting and Tesla Symposium,"Analysis and Control of Subsynchronous Resonance", 22-29.

[48] C. E. J. Bowler, D. H. Baker, Operation and Test of the Navajo SSR Protective Equipment [J]. IEEE Trans. on PAS, 1978, PAS-97(4):1030-1035.

[49] IEEE Subsynchronous Resonance Working Group: Countermeasures to Sub-synchronous Resonance Problems [J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and System, 1980, 99(5):1810-1818.

[50] IEEE Subsynchronous Resonance Working Group: Terms, definitions and symbols for Sub-synchronous Oscillations [J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1985, 104(6): 1326-1334.

[51] Sub-synchronous Resonance Working Group of the System Dynamic Performance Subcommittee: Readers Guide to Sub-synchronous Resonance IEEE Committee Report [J]. IEEE Trans on Power systems, 1992, 7(1):150-157.

[52] 任树东．可控串补对次同步谐振的抑制作用初步探讨 [J]．国际电力，2005，9（1）：56-59．

[53] 任树东，王绍德．次同步谐振问题解决方案比选方法 [C]．中国电机工程学会第十三届青年学术会议，重庆，中国，2014：45．

[54] 王绍德，徐珂，任树东，等．轴系扭振保护（TSR）的原理、功能和定值原则 [C]．2014 年中国电机工程学会年会，合肥，中国，2014：171．

[55] 任树东，王绍德，等．托克托电厂阻塞滤波器优化设计 [J]．南方电网技术，2015，9（3）：87-93．

[56] Shudong Ren, Shaode Wang, Yun Zhu etc: A Blocking Filter Design Method of Effective Suppression of Three Forms of SSR [C]. 2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Conference. Xi' an - China, 2016: 599-603.

[57] R. J. Piwko, E.V. Larsen, HVDC System Control for Damping of Subsynchronous Oscillation [J] IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS- 101, No. 7 July 1982.

[58] 张帆，徐政．直流输电次同步阻尼控制器的设计 [J]．电网技术，2008，32（11）：13-17．

[59] 冯煜尧，洪潮，杨煜，等．高压直流系统附加次同步阻尼控制器的综合设计 [J]．华东电力，2008，36（5）：53-56．

[60] Irwin G D, Jindal A K, Isaacs A L: Sub-synchronous control interactions between type 3 wind turbines and series compensated AC transmission systems [C] , IEEE PES General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, 1-6.

[61] Adams J, Pappu V A, Dixit A: ERCOT experience screening for subsynchronous control interaction in the vicinity of series capacitor banks [C]. Proceedings of 2012 IEEE PES General Meeting, San Diego, CA, 2012.

[62] 毕天姝，孔永乐，肖仕武，等．大规模风电外送中的次同步振荡问题[J]．电力科学与技术学报，2012，27（1）：10-15．

[63] 王亮，谢小荣，姜齐荣，等．大规模双馈风电场次同步谐振的分析与抑制[J]．电力系统自动化，2014，38（22）：26-31．

[64] 陈国平，李明节，许涛，等．关于新能源发展的技术瓶颈研究 [J]．中国电机工程学报，2017，37（1）：20-26．

[65] 国家计委　建设部．建设项目经济评价方法与参数 [M]．3 版．北京：中国计划出版社，2008．

[66] 王梅义．电网继电保护应用 [M]．北京：中国电力出版社，1999．

[67] 王梅义．高压电网继电保护运行与设计 [M]．北京：中国电力出版社，2007．

[68] 朱声石．高压电网继电保护原理与技术 [M]．3

版. 北京：中国电力出版社，2005.
[69] 毛锦庆，屠黎明. 电力设备继电保护技术手册 [M]. 北京：中国电力出版社，2014.
[70] 毛乃虎，康丰，唐治国，等. 差流动态追忆法的研究 [J]. 电力自动化设备，2006，26（12）：29-31.
[71] 曹团结，黄国方. 智能变电站继电保护技术与应用 [M]. 北京：中国电力出版社，2013.
[72] 王梅义. 四统一高压线路继电保护装置原理设计 [M]. 北京：水利电力出版社，1990.
[73] 李光琦. 电力系统暂态分析 [M]. 3 版. 北京：中国电力出版社，2007.
[74] 刘继春. 电力市场技术支持系统 [M]. 北京：中国电力出版社，2014.
[75] 杜松怀，温步瀛，蒋传文. 电力市场 [M]. 3 版. 北京：中国电力出版社，2008.
[76] 国家发展改革委体改司. 电力体制改革解读 [M]. 北京：人民出版社，2015.
[77] 李瑞锋. 电能质量在线监测系统的设计和实现 [J]. 电力设备，2008，(9)，114-117.
[78] 王健，魏贤虎，易准，等. 光传送网 （OTN） 技术、设备及工程应用 [M]. 北京：人民邮电出版社，2016.
[79] 李秉钧，万晓榆，樊自甫. 演进中的电信传送网 [M]. 北京：人民邮电出版社，2004.
[80] 张海懿，赵文玉，李芳，等. 宽带光传输技术 [M]. 北京：电子工业出版社，2014.
[81] 曹畅，唐雄燕，王光全. 光传送网-前沿技术与应用 [M]. 北京：电子工业出版社，2014.
[82] 钱以明，范存养，杨国荣，等. 简明空调设计手册 [M]. 2 版. 北京：中国建筑工业出版社，2017.
[83] 白忠敏，刘百震，於崇干. 电力工程直流系统设计手册 [M]. 2 版. 北京：中国电力出版社，2009.